

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS  
INDUSTRIALES**

CÁTEDRA DE PROYECTOS

**ESTUDIO DE UNA RED AISLADA DE  
DISTRIBUCIÓN DE PEQUEÑA  
POTENCIA Y GRAN PENETRACIÓN  
EÓLICA CON LA  
HERRAMIENTA PSS/E**

**PROYECTO FIN DE CARRERA  
Nº : 09202274**



**JULIA MERINO FERNÁNDEZ  
ABRIL 2010**

*A mi tía Julia, in memoriam*

## *Agradecimientos*

A Carlos Veganzones, por su inestimable ayuda estos meses, su ánimo incansable, y la ilusión contagiosa que pone en todo lo que hace. Porque cuando le conocí, hace ya unos años, despertó en mí la vocación de Ingeniero Eléctrico de la que estoy tan orgullosa.

A José Ángel Sánchez. Su ayuda desde la Escuela de Caminos ha sido imprescindible para llegar hasta aquí. Desde el primer día, mostró entusiasmo en este proyecto y puso todo su conocimiento y su tiempo a mi servicio.

A Sergio Martínez, que me ha atendido con interés, amabilidad y eficacia todas las veces que le he necesitado.

A Carlos Platero, por ofrecerme su ayuda sin ni siquiera pedírsela.

A José Román Wilhelmi, cuya acertada visión encarriló este trabajo.

A mis padres, que me han visto reír y llorar durante estos años de carrera. Porque, a pesar de todo, sé que hoy se alegran conmigo al ver mi sueño cumplido.

A mi hermano, que nunca dudó de que sería capaz de conseguirlo.

A mis amigos, por su apoyo incondicional y su confianza en mi talento.

A mis compañeros, que han hecho inolvidable mi etapa de estudiante en esta Escuela.

Gracias.

*"Al final, he llegado a la conclusión de que nunca entendí nada de electricidad"*  
*T. A. Edison*



<b>0. PLANTEAMIENTO Y OBJETIVOS .....</b>	<b>1</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	
1.1. Características generales de los sistemas eléctricos de potencia .....	4
1.1.1. Estructura de un sistema eléctrico de potencia .....	4
1.1.2. Control de un sistema de potencia .....	6
1.1.3. Estabilidad .....	8
1.1.3.1. Conceptos y definiciones .....	8
1.1.3.2. Clasificación .....	9
1.2. Los sistemas eléctricos aislados .....	13
 <b>2. FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LA ISLA DE EL HIERRO</b>	
2.1. Generación gestionable/no gestionable .....	16
2.2. Energía no renovable .....	18
2.2.1. Energía convencional en la isla de El Hierro.....	20
2.3. Energías renovables .....	23
2.3.1. Hidráulica .....	25
2.3.2. Eólica .....	27
 <b>3. INTEGRACIÓN DE PARQUES EÓLICOS EN LOS SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.</b>	
3.1. Introducción .....	34
3.2. Energía eólica y calidad de potencia .....	35
3.3. Análisis de S.S.E.E en operación normal sin contingencias .....	39
3.3.1. Resolución de flujos de cargas .....	39
3.3.2. Consideración de la generación eólica en los flujos de cargas .....	41
3.3.3. Influencia de la generación eólica sobre el control Potencia-Frecuencia..	44
3.3.4. Influencia de la generación eólica en la interacción Tensión-Reactiva....	45
3.4. Requisitos de respuesta de los parques eólicos frente a huecos de tensión. Normativa .....	46
 <b>4. LA CENTRAL HIDROEÓLICA</b>	
4.1 La isla de El Hierro. Antecedentes del proyecto .....	54
4.2 Configuración actual del sistema eléctrico de la Isla de El Hierro .....	56
4.3 Descripción general del proyecto .....	56

4.3.1 Esquema general de la central .....	59
4.3.2 Depósito superior .....	59
4.3.3 Depósito inferior .....	60
4.3.4 Conducción forzada .....	61
4.3.5 Central de bombeo .....	62
4.3.6 Central hidroeléctrica para turbinado.....	64
4.3.7 Parque eólico .....	65
4.3.8 Subestación de interconexión entre central hidráulica, central de bombeo y parque eólico .....	65
4.4 Beneficios derivados del proyecto .....	66

## **5. LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN PSS/E**

5.1 Introducción al programa .....	68
5.2 Módulo estático (PowerFlow) .....	70
5.2.1 Manejo de casos estáticos .....	70
5.2.2 Introducción de datos de la red .....	71
5.2.2.1 Buses .....	72
5.2.2.2 Cargas .....	73
5.2.2.3 Generadores .....	73
5.2.2.4 Líneas (Branches) .....	74
5.2.2.5 Transformadores de dos devanados (2 Windings Transformers)..	74
5.2.2.6 Otros elementos .....	75
5.2.3 La red en estudio .....	76
5.3 Módulo dinámico (PSSDS430) .....	82
5.3.1 Dinámica de los sistemas de potencia .....	82
5.3.2 Modelos .....	83
5.3.2.1 Modelos definidos en el programa .....	83
5.3.2.1.1 Generadores .....	83
5.3.2.1.2 Reguladores de velocidad de las turbinas .....	85
5.3.2.1.3 Sistemas de excitación .....	89
5.3.2.1.4 Bombas .....	92
5.3.2.2 Modelos definidos por el usuario. El aerogenerador .....	94
5.3.2.2.1 Descripción del sistema de generación eólica .....	95
5.3.2.2.2 Descripción y característica del modelo .....	97

5.3.2.2.2.1 Modelo de la turbina eólica .....	98
5.3.2.2.2.2 Modelo de la transmisión mecánica .....	102
5.3.2.2.2.3 Simulador del grupo Generador-Rectificador-Control de par....	104
5.3.2.2.2.4 Modelo dinámico del condensador .....	106
5.3.2.2.2.5 Modelo del inversor de red .....	107
5.3.2.3 Implementación en PSS/E del modelo de usuario como tipo generador.....	108
5.3.3 Proceso de simulación dinámica .....	109
5.4 Representación gráfica (PSSPLT) .....	112

## 6. ESTUDIOS DE RED. RESULTADOS

6.1 Datos para el cálculo del flujo de cargas.....	115
6.1.1 Nudos.....	115
6.1.2 Generadores.....	116
6.1.3 Transformadores.....	117
6.1.4 Líneas.....	118
6.1.5 Bombas.....	119
6.1.6 Cargas.....	121
6.2 Escenarios.....	122
6.3 Ejecución de los flujos de cargas correspondientes a cada escenario...	131
6.4 Datos dinámicos de los modelos.....	154
6.5 Contingencias y resultados.....	160
6.5.1 Planteamiento de contingencias sin integración del parque eólico....	160
6.5.1.1 Cortocircuito trifásico.....	160
6.5.1.2 Cortocircuito monofásico.....	168
6.5.1.3 Pérdida de la línea más cargada.....	174
6.5.1.4 Pérdida del grupo principal de generación.....	181
6.5.1.5 Arranque de una bomba de 500 kW.....	187
6.5.2 Planteamiento de contingencias con integración del p.eólico.....	191
6.5.2.1 Requisitos de respuesta del parque eólico. Caso de El Hierro.....	191
6.5.2.2 Planteamiento y resultados frente a la contingencia más severa..	192
6.6 Conclusiones.....	204

Anexo A: El sistema por unidad (p.u.).....	206
Anexo B: El modelo GENSAL.....	213
Anexo C: Hojas de datos de los modelos.....	225
Anexo D: Cálculo de líneas eléctricas.....	231
Anexo E: Planificación y programación. Presupuesto.....	242

## Bibliografía/Referencias

## 0. Planteamiento y objetivos

El objeto de este proyecto es realizar un análisis de estabilidad ante contingencias en una red aislada de pequeña potencia con alto grado de penetración eólica mediante la herramienta PSS/E con el fin de aportar conocimiento para, posteriormente, definir la forma de operación más adecuada de dicho sistema atendiendo a su eficacia y fiabilidad. La red considerada para el estudio es la de la isla de El Hierro, en el archipiélago de Canarias, donde se tiene previsto abastecer exclusivamente, a toda la isla, combinando la aportación energética de un parque eólico y una central hidráulica con grupos de bombeo.

Para realizar los estudios de estabilidad se analizan una serie de escenarios considerados de interés desde el punto de vista técnico, bien sea abasteciendo la demanda con una sola fuente de generación o con varias a la vez. El interés principal de esta red radica en que es una red aislada, de pequeña potencia, por lo que el proceso de integración masiva de energías renovables en la misma presenta una serie de particularidades que se irán detallando a lo largo del trabajo.

El modelado de la red se ha realizado utilizando PSS/E, un software comercial ampliamente extendido para el análisis de los sistemas de potencia. Con el programa se han resuelto los regímenes estáticos de funcionamiento (flujos de cargas) y los dinámicos (estudios de contingencias).

Los resultados mostrarán las tensiones o frecuencias en los nudos de interés, observándose cómo cambian los valores en la situación anormal de funcionamiento y cómo se recuperan cuando se despeja la falta considerada, retornándose a los valores que existían en la red previos al fallo.

Se pretende concluir cuál debe ser el mínimo de energía convencional que se debe mantener en el sistema para asegurar el suministro de forma fiable y segura en cualquier circunstancia.

En el capítulo 1 se introducen conceptos importantes sobre los sistemas eléctricos de potencia y sobre estabilidad en los mismos. También se describirán las características principales de los sistemas eléctricos aislados resaltando sus peculiaridades.

En el capítulo 2, se desarrollan los conceptos de energía gestionable y no gestionable y a la vez se identifican dentro de las distintas fuentes de generación eléctrica presentes en la isla de El Hierro.

En el capítulo 3 se describe la problemática principal asociada a la integración de parques eólicos en sistemas de potencia y se explica la normativa actual que regula la actuación de los parques eólicos ante huecos de tensión.

En el capítulo 4 se muestra la configuración del sistema hidroeólico de la isla de El Hierro y los beneficios medioambientales que se obtendrán cuando el aprovechamiento hidroeólico de la isla entre en funcionamiento.

El capítulo 5 se centra en la explicación de la herramienta informática utilizada para este trabajo, a modo de guía de usuario. Se explican los módulos principales y los comandos más comunes dentro de cada módulo. Se profundiza en los modelos dinámicos utilizados para la representación de cada uno de los elementos de la red.

En el capítulo 6 se representan los estudios de red, el análisis de contingencias y los resultados. Al final del mismo se exponen las conclusiones de este proyecto fin de carrera.

# CAPÍTULO 1

---

## Introducción

## 1. Introducción

### 1.1 Características generales de los sistemas eléctricos de potencia

#### 1.1.1 Estructura de un sistema eléctrico de potencia

Un sistema eléctrico de potencia consiste en una agrupación de elementos que se conectan entre sí para formar una estructura compleja capaz de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica a través de un área determinada. Debido a la interacción entre los distintos elementos, pueden tener lugar una serie de fenómenos dinámicos que afectarán a uno o varios elementos o incluso al sistema en su totalidad.

Los componentes principales de un sistema eléctrico de potencia son los que se encuentran en las centrales de generación, redes eléctricas de transporte y distribución en alta, media o baja tensión, las subestaciones eléctricas, los centros de transformación y los consumos.

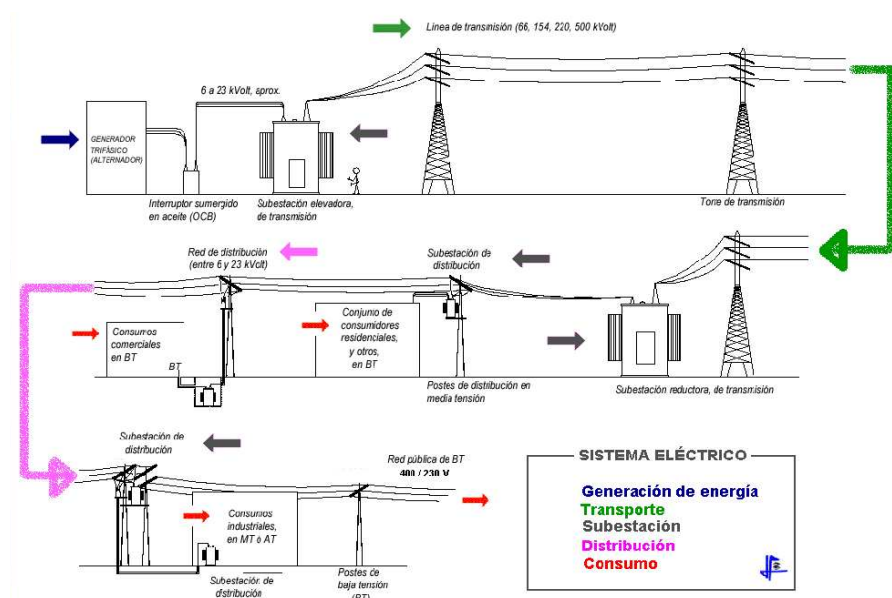


Fig 1.1 Esquema general de un sistema eléctrico



Habitualmente, los elementos que componen cualquier sistema de energía eléctrica se agrupan en función del lugar que ocupan en él según la siguiente clasificación: generación, transporte, distribución y consumo.

El sistema de transporte agrupa a los generadores de mayor tamaño y a las líneas principales. La tensión de generación suele encontrarse en rangos entre los 11 kV y los 25 kV. Desde este nivel de tensión se eleva hasta valores superiores, aptos para el transporte (habitualmente 132 kV, 220 kV y 400 kV). La distribución agrupa la etapa final que lleva la energía hasta los consumidores.

Los sistemas eléctricos ofrecen distintas características que dependen de factores diversos como la extensión, la orografía del terreno, su historia, etc. Sin embargo, todos ellos comparten unos rasgos comunes. Algunos de estos rasgos son:

- Están compuestos por sistemas trifásicos de corriente alterna que operan a tensiones que se mantienen aproximadamente constantes. Las cargas industriales son siempre trifásicas, y las cargas domésticas que puedan ser monofásicas se reparten de manera que formen un sistema trifásico equilibrado.
- Usan mayoritariamente generadores síncronos para la generación eléctrica. La energía primaria que proviene de las fuentes se transforma en energía mecánica que, a su vez, se convierte en electricidad en los generadores.
- Transportan la energía eléctrica a través de grandes distancias. Para ello es necesario que exista un sistema de transmisión con tensión a distintos niveles.

La mayoría de estos componentes admite representaciones sencillas que permiten estudiar de forma fácil el comportamiento de los mismos dentro del conjunto.

### **1.1.2 Control de un sistema de potencia**

En un sistema eléctrico de potencia se realizan diversas funciones: transformar la energía de una de fuentes primarias disponibles en energía eléctrica; posteriormente transportarla y, por último, distribuirla hasta los puntos de consumo.

La ventaja fundamental que presenta la energía eléctrica es que puede ser transportada y controlada de forma relativamente sencilla y con un alto grado de eficiencia.

Todo sistema eléctrico diseñado correctamente debe además cumplir una serie de objetivos:

- Equilibrar en todo instante la producción y la demanda de energía eléctrica, ya que este tipo de energía no puede almacenarse en grandes cantidades.
- Reducir los costes económicos y el impacto ambiental.
- Mantener la frecuencia y la tensión en los diferentes puntos dentro de unos rangos admisibles para proporcionar energía de buena calidad.
- Asegurar la continuidad de suministro.

Los dos últimos puntos se refieren al concepto de fiabilidad. La fiabilidad se relaciona directamente con la seguridad y la estabilidad. La seguridad es una condición instantánea, que varía con el tiempo, que es función de la robustez del sistema frente a posibles perturbaciones. La estabilidad es una condición relativa a la continuación del funcionamiento en sincronismo de todos los grupos de generación. La fiabilidad y la seguridad van claramente interrelacionadas. Un sistema diseñado para ser fiable será seguro la mayor parte del tiempo. Para que un sistema sea fiable y seguro, debe ser estable ante cualquier perturbación que pueda producirse.

A fin de que todos estos objetivos puedan satisfacerse, es necesario disponer de un sistema complejo de control que implique varios subsistemas. Los principales mecanismos de los que dispone el sistema para este fin se encuentran en los grupos de generación y se detallarán a lo largo del proyecto. Se trata de los reguladores de velocidad sobre las turbinas y los sistemas de control sobre la excitación. Los sistemas de control sobre las turbinas varían la velocidad de los grupos y regulan la alimentación de energía a la misma, actuando sobre variables tales como presiones, temperaturas o flujos. La misión del sistema de control sobre la excitación es regular la tensión en bornes del generador y la inyección de potencia reactiva.

En definitiva, el objetivo básico del sistema de control es equilibrar la generación y la demanda, para que se mantenga en el sistema la frecuencia deseada y los flujos de potencia entre las distintas zonas. Para ello, la actuación del sistema de control depende del estado de operación del sistema eléctrico. En condiciones normales de funcionamiento, el control debe actuar de la manera más eficiente posible para mantener la tensión y la frecuencia cercanas a los valores nominales. Ante una contingencia, debe actuar para restablecer el punto normal de operación del sistema.

Los objetivos han de satisfacerse independientemente del tipo de fuente de generación que se utilice, por lo que también son aplicables a la red en estudio en este proyecto. Se tiene en consideración que en esta red se combinan diferentes tecnologías de generación como son la térmica convencional, la hidráulica y, principalmente, la eólica.

### **1.1.3 Estabilidad**

#### **1.1.3.1 Conceptos y definiciones**

La estabilidad de un sistema de potencia se define como la propiedad que tiene el sistema para, a partir de unas condiciones de operación dadas, recuperar el estado de operación de equilibrio después de haber sido sometido a una perturbación [1].

La inestabilidad en un sistema se manifiesta de diferentes formas en función de la configuración del sistema y del modo de operación. Tradicionalmente, el problema de la estabilidad ha sido conseguir que los generadores síncronos se mantengan en la velocidad de sincronismo. En esta condición influye la dinámica de los ángulos rotóricos de los generadores y las relaciones entre la potencia y el ángulo de las máquinas.

Sin embargo, la pérdida de sincronismo no es una condición indispensable para que el sistema sea inestable. Por ejemplo, un generador síncrono que alimente cargas con un marcado carácter inductivo, como por ejemplo un motor de inducción a través de una línea puede volverse inestable debido a la reducción significativa de tensión en la carga.

Para estudiar la estabilidad de un sistema eléctrico se debe analizar su

comportamiento ante perturbaciones transitorias, de pequeña magnitud o de gran magnitud. Las oscilaciones habituales en la carga son las que provocan las perturbaciones de pequeña magnitud y, por tanto, se dan continuamente. El sistema debe ser capaz de responder satisfactoriamente en estas condiciones. También debe responder ante contingencias severas, que acontecen esporádicamente, tales como cortocircuitos trifásicos o monofásicos, pérdida de algún grupo de generación o de alguna línea importante (carga). Cuando se produce una de estas contingencias denominadas “fallos” aparecen transitoriamente cambios en las tensiones de los nudos, en la velocidad de los grupos y en la potencia que se transfiere. Este tipo de “fallos” son los de interés para este trabajo.

En cualquier situación posible, se acota el número de elementos que intervienen para restablecer el equilibrio, con el fin de simplificar el estudio de la estabilidad. Entender los problemas de estabilidad es mucho más sencillo si se distingue entre varias categorías.

#### **1.1.3.2 Clasificación**

La clasificación de los problemas de estabilidad [2] se hace en base a los siguientes criterios:

- La naturaleza física del fenómeno involucrado, indicada mediante la variable principal del sistema, en la cual se observa la inestabilidad (estabilidad de ángulo, de tensiones y de frecuencia)
- La magnitud de la perturbación, que influye en el método de cálculo y la predicción (de pequeña perturbación y de gran perturbación)

- Los dispositivos, procesos y duración de tiempo que debe tenerse en consideración para asegurar la estabilidad (corto plazo o largo plazo)

*Estabilidad de ángulo:* Es la capacidad propia de los generadores de mantener el sincronismo cuando se ha producido una perturbación. Incluye el estudio de las oscilaciones electromecánicas que tienen lugar en los sistemas eléctricos. Para ello hay que partir de la ecuación de oscilación de la máquina:

$$J \frac{d\theta_m}{dt} = T_m(t) - T_e(t)$$

donde

$J$  = constante de inercia de la máquina

$\dot{\theta}_m$  = velocidad angular del rotor

$T_m(t)$  = par mecánico proporcionado por la fuerza motriz ejercida en el eje.

$T_e(t)$  = par eléctrico que tiene en cuenta la potencia total trifásica generada más las pérdidas eléctricas.

Un factor fundamental a analizar en este problema es evaluar la variación de la potencia generada en función del ángulo. Bajo condiciones estacionarias existe un equilibrio entre el par mecánico de entrada y el par electromagnético de cada generador y, por tanto, la velocidad permanece constante. Si el sistema sufre una perturbación, este equilibrio se altera produciéndose una aceleración o desaceleración de la máquina.

Si un generador gira temporalmente más rápido que otro, la posición angular relativa de su rotor respecto al del más lento aumentará. La diferencia angular relativa entre sus rotores hará que parte de la carga del generador más lento se

transfiera al generador más rápido, en una cantidad que depende de la relación potencia-ángulo, reduciendo la diferencia de velocidades y, por tanto, la diferencia de ángulo. La inestabilidad se produce si el sistema no es capaz de absorber la energía cinética correspondiente a la diferencia angular.

Para estudiar la estabilidad de ángulo es conveniente, a su vez, dividirla en otras dos categorías:

- Estabilidad de ángulo de pequeña perturbación: relativa a la capacidad de los sistemas eléctricos de potencia de mantener el sincronismo tras pequeñas perturbaciones.
- Estabilidad de ángulo de gran perturbación o estabilidad transitoria: relativa a la capacidad de los sistemas eléctricos de potencia de mantener el sincronismo cuando están sujetos a grandes perturbaciones como cortocircuitos en líneas de la red.

*Estabilidad de tensiones:* Es la capacidad que tiene un sistema de mantener las tensiones en todos los nudos dentro de los límites dados para la operación del sistema después de haber sido sometido a una perturbación. Una posible causa de inestabilidad es la pérdida de una carga en un área o el disparo en cascada de varias líneas.

El término “colapso de tensión” se utiliza para definir el proceso por el cual la secuencia de eventos que conducen a una situación de inestabilidad lleva a producir un apagón o la pérdida de tensión en una parte significativa del sistema. La estabilidad de tensión, que es uno de los estudios que se realizan en el proyecto, es un fenómeno de naturaleza fundamentalmente dinámica y su estudio requiere el modelado de todos los elementos que componen el sistema:

generadores, cargas, transformadores, reactancias, etc.

La estabilidad de tensión puede dividirse en dos categorías:

- Estabilidad de tensión de pequeña perturbación: relativa a la capacidad de los sistemas eléctricos de potencia de mantener la tensión dentro de los límites establecidos tras ser sometidos a una pequeña perturbación, como por ejemplo, un cambio en la carga del sistema.
- Estabilidad de tensión de gran perturbación: relativa a la capacidad de los sistemas de mantener la tensión dentro de los límites establecidos cuando estén sujetos a grandes perturbaciones como, por ejemplo, faltas en la red o pérdidas de generación.

La estabilidad de tensión y la estabilidad de ángulo están directamente relacionadas, ya que grandes diferencias en los ángulos de los rotores de los generadores provocan grandes variaciones de tensión. Por tanto, ambos casos deben ser analizados simultáneamente.

*Estabilidad de frecuencias:* La estabilidad de frecuencias se refiere a la capacidad del sistema de potencia de mantener estable la frecuencia tras una perturbación severa del sistema. Como resultado se produce un desequilibrio importante entre generación y carga. La inestabilidad puede darse en forma de oscilaciones de frecuencia que lleven a la desconexión de generadores o cargas (deslastre).

Durante las variaciones de frecuencia, la tensión puede cambiar de forma significativa, especialmente en funcionamiento en isla. Los cambios de tensión pueden ser mayores que los cambios de frecuencia y afectar al desequilibrio



generación/carga. Tensiones altas pueden causar disparos no deseados de generadores. En sistemas sobrecargados, tensiones bajas pueden provocar el disparo de los relés de impedancia.

## **1. 2 Los sistemas eléctricos aislados**

La red que se estudia en este proyecto se encuentra situada en la Isla de El Hierro, dentro del archipiélago de las Islas Canarias y, consecuentemente, responde con exactitud al modelo de sistema eléctrico en isla o aislado.

Todo sistema aislado aúna una serie de particularidades. Las redes aisladas no están interconectadas con sistemas de mayor tamaño que puedan contribuir a la solución de los problemas que sufra la red. Además, en este caso, la red está situada en una isla geográfica que dispone de gran riqueza de recursos naturales y con un alto grado de biodiversidad. La expansión de la red se hace muy complicada desde el punto de vista medioambiental. Hay que combinar el desarrollo de un sistema eléctrico que permita la expansión económica y social de forma viable y eficiente, a la vez que se mantenga el respeto hacia el entorno natural del sistema.

Como en la zona hay abundancia de recursos naturales, es muy razonable en estos casos desarrollar sistemas eléctricos con un alto nivel de integración de energías renovables. En la isla de El Hierro se implantará un aprovechamiento cuyo núcleo central será la combinación de energía de tipo hidráulico con eólica. El modelo concreto se explicará en apartados posteriores de la memoria.

En los sistemas eléctricos insulares la estabilidad es un problema de gran importancia. Son redes que tienen un tamaño pequeño y están ocupadas total o parcialmente por generadores de baja inercia. Por ello, las variaciones de

frecuencia que se producen son muy superiores a las que se experimentan en sistemas que estén fuertemente interconectados. Además, las redes en isla están poco malladas (suelen ser redes radiales) y son de niveles de tensión inferiores. La isla de El Hierro funciona con un nivel de tensión de 20 kV, es decir, nivel de distribución.

# CAPÍTULO 2

---

Fuentes de generación eléctrica  
en la isla de El Hierro

## 2. Generación eléctrica en la isla de El Hierro

### 2.1 Generación gestionable / no gestionable

Para entender una de las ventajas principales que presenta el aprovechamiento hidroeólico de la isla de El Hierro es necesario definir y comprender los conceptos de generación gestionable y no gestionable.

La generación no gestionable es aquella que, según se define en el anexo XI del RD 661/2007 sobre Régimen Especial [3], “no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de posibilidad de realizar un programa de control sobre la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema, sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse programa”. En este grupo se encuentran los generadores de Régimen Especial incluidos en los grupos b1, b2 y b3. Dentro del Régimen Especial se agrupa la energía eléctrica que procede del tratamiento de residuos, biomasa, hidráulica, eólica, solar y cogeneración. La ley establece una serie de incentivos que ayudan a las energías más limpias a ser económicamente competitivas. La energía eólica pertenece al grupo b2 según este Real Decreto. Es una energía de régimen especial no gestionable.

La energía no gestionable presenta una serie de características:

- Baja fiabilidad para cubrir puntas de demanda.
- Se puede acoplar sin atender a los requerimientos del sistema.
- Tiene un comportamiento variable, con importantes gradientes.
- Su producción puede ser reducida en períodos de punta en verano e invierno.

- Es difícil de predecir: las tasas de error producido son fuertemente crecientes con el horizonte de previsión.

En la figura 2.1 se muestra un ejemplo de los modelos de previsión de disponibilidad de recurso para energía eólica. La zona sombreada representa una probabilidad superior al 60%. Se observa que para periodos superiores a 24h la precisión es muy baja.

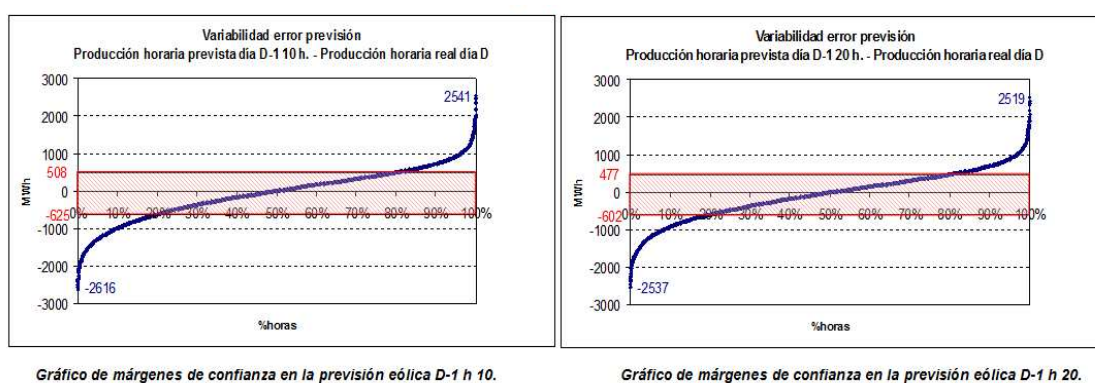


Fig 2.1 Modelo de predicción de energía eólica [4]

El parque eólico del sistema eléctrico de la isla de El Hierro está incluido en la categoría de Régimen Especial. La central hidráulica reversible de la que se dispone en la isla tiene una potencia superior a 10 MW. Se incluye dentro del grupo b5 del Real Decreto sobre Régimen Especial. Esta energía es gestionable, porque se dispone de procedimientos que permiten su observabilidad y su control.

La tercera forma de energía implicada en el proyecto es la energía térmica procedente de la central diésel y según los conceptos anteriores es claramente de tipo gestionable.

Por las implicaciones que supone la energía gestionable tiene más posibilidades de conseguir el acceso a un nudo de la red, pero menor prioridad en

la evacuación que la generación en régimen especial no gestionable en funcionamiento.

La gran ventaja que presenta el modelo energético diseñado para la isla de El Hierro es que se puede transformar una energía como la eólica, que no puede almacenarse, en una energía gestionable, es decir, en otra energía (energía potencial en un salto de agua) sobre la que sí tenemos capacidad de observación, predicción y control.

## **2.2 Energía no renovable**

Las energías no renovables son aquellas fuentes de energía que tienen un carácter limitado en el tiempo y cuyo consumo implica su desaparición en la naturaleza sin posibilidad de renovación. En este grupo se engloban el carbón, el petróleo o el gas natural, que pertenecen a los llamados combustibles fósiles, y la energía nuclear. Suponen actualmente el 80% de la producción de energía en el mundo y constituyen la base del modelo energético en funcionamiento.

Las energías no renovables se clasifican en dos grupos: los combustibles fósiles que engloban el carbón, el petróleo y sus derivados y el gas natural. El otro gran grupo es correspondiente a la energía nuclear, tanto de fisión como de fusión.

Los combustibles fósiles se queman directamente en hornos, calderas o motores para obtener calor o movimiento. Lo más habitual es que el calor que se obtenga se utilice para producir vapor de agua que, conducido a presión a través de una turbina, es capaz de poner en funcionamiento un generador eléctrico.

El uso de las energías procedentes de combustibles fósiles se ha visto

propiciado por tres causas:

- Son energías fáciles de extraer
- Tienen alta disponibilidad
- Son relativamente baratas

Los combustibles fósiles tienen además otra serie de características:

- Son limitados.
- Provocan dependencia exterior porque se encuentran localizadas exclusivamente en determinadas zonas del planeta.
- Crean pocos puestos de trabajo en relación al volumen de negocio que generan.
- Conseguir el control sobre su disponibilidad provoca conflictos por el alto valor estratégico que suponen.

Un factor determinante es que el impacto ambiental que provoca este tipo de energías puede ser hasta treinta veces superior al provocado con uso de las renovables. El tipo de impacto ambiental que provocan estas energías son:

- Lluvia ácida, debido al contenido en azufre del combustible que, mezclado con el agua de lluvia, forma ácido sulfúrico.
- Efecto invernadero, creado por el dióxido de carbono producido en la combustión.
- Vertidos contaminantes.
- Residuos.
- Accidentes y escapes, tanto en la producción como en el transporte.

En cuanto a los combustibles nucleares se pueden mencionar dos principales:

el uranio y el plutonio, aunque pertenecen a este grupo todos los materiales fisibles adecuados al reactor. La forma de producción de energía es muy similar a la de los combustibles fósiles, sólo que el calor utilizado para la formación de vapor procede de una reacción nuclear.

La energía nuclear produce grandes cantidades de energía a un precio razonable y sin generar gases de efecto invernadero. El combustible es limitado para los reactores habituales, aunque no lo es en el caso de los reactores rápidos de fisión. El tratamiento de los residuos de tipo nuclear es complejo, dada la larga vida que tienen y la problemática de su reciclaje o destrucción no está resuelta. En los casos grave de accidente puede provocar grandes catástrofes medioambientales y humanas.

### **2.2.1 Energía convencional en la isla de El Hierro**

La energía térmica que actualmente abastece la isla de El Hierro se obtiene de una central térmica (termoeléctrica) convencional diésel. Se denominan centrales termoeléctricas convencionales aquellas que producen energía eléctrica a partir de la combustión de petróleo, gas natural o gasóleo en una caldera diseñada al efecto.

El apelativo de “convencionales” se usa para diferenciarlas de otros tipos de centrales termoeléctricas como nucleares o solares, que utilizan otro tipo de combustibles. Independientemente del tipo utilizado el esquema de funcionamiento de todas las centrales es prácticamente el mismo. Varía simplemente el tratamiento que hay que dar al combustible antes de introducirlo en la caldera y el diseño de los quemadores.





Fig 2.2 Imagen de una central térmica convencional

Para evitar que el funcionamiento de las centrales termoeléctricas clásicas pueda dañar el entorno natural, estas plantas llevan incorporados una serie de sistemas y elementos que afectan a la estructura de las instalaciones, como pueden ser las torres de refrigeración. La incidencia que tiene este tipo de centrales sobre el medio ambiente se produce por la emisión de residuos a la atmósfera (procedentes de la combustión del combustible) y por vía térmica (calentamiento del agua de los ríos por la utilización para refrigerar en ciclo abierto). Para ayudar a la dispersión de los contaminantes en la atmósfera se instalan chimeneas de gran altura. Además, se dispone de filtros electrostáticos o precipitadores que retienen gran parte de estas partículas. En cuanto a la contaminación térmica, es combatida especialmente a través de la instalación de torres de refrigeración.

Diversos países, entre ellos España, están desarrollando proyectos de investigación que permiten aprovechar las partículas retenidas en los precipitadores y los efluentes térmicos de estas centrales de manera positiva. Así,

se están comenzando a emplear las cenizas volantes como material de construcción o para recuperar el aluminio en forma de alúmina. Y se utilizan los efluentes térmicos de estas plantas para convertir en zonas cultivables extensiones de terrenos que antes no lo eran, o para la cría de determinadas especies marinas, cuya reproducción se ve favorecida por un aumento de la temperatura de las aguas en las que se desarrollan.

La energía térmica en España tiene un porcentaje de representación sobre el total muy importante, debido entre otras cosas a la combinación de las centrales convencionales con centrales térmicas de ciclo combinado. A finales de 2007, el 24% del total de energía eléctrica generada procedía de este tipo de tecnología, frente al 16% que se generó en base a las centrales convencionales de carbón o de fuel. En el sistema extrapeninsular, a finales de ese mismo año, se contabilizaba una capacidad instalada total de 4.763 MW, en su mayor parte correspondiente a centrales de fuel y gas (2.863 MW) y a ciclos combinados (1.142 MW)

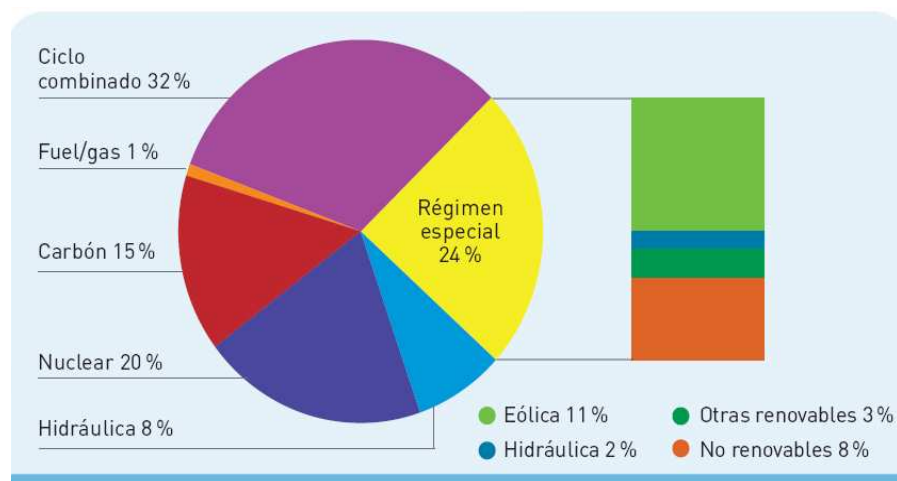


Fig 2.3 Producción de energía eléctrica en España por fuentes [5]

## 2.3 Energías renovables

Se denomina energía renovable a aquella que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

Las energías renovables han sido utilizadas por la humanidad desde hace siglos. El ser humano ha utilizado la energía de biomasa para calentarse, cocinar, etc, y la energía hidráulica y eólica para proporcionar movimiento y, posteriormente, para la producción de electricidad.

A continuación se muestra un gráfico, 2.3, en el que se reflejan las diferentes fuentes de energía renovable.

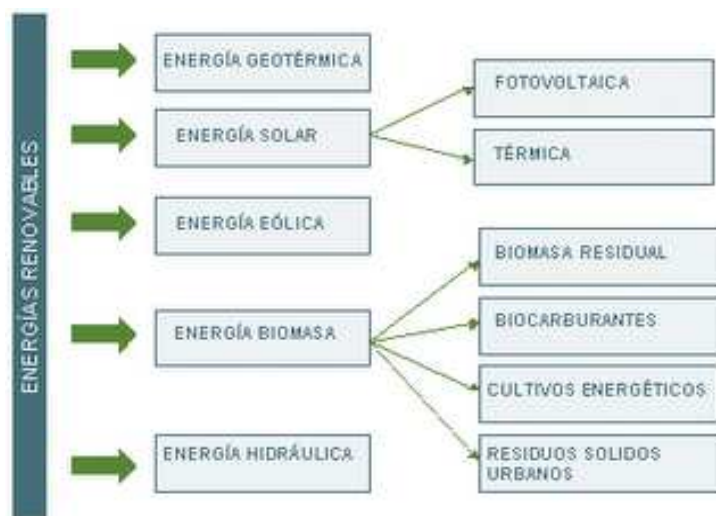


Fig 2.3 Energías renovables

Actualmente las energías renovables constituyen un punto clave en las políticas energéticas, ya que son imprescindibles para cumplir una serie de objetivos de tipo medioambiental, social y económico, es decir, para conseguir un

abastecimiento energético sostenible. Estos objetivos son:

- Diversificar las diferentes vías para la producción de electricidad y calor.
- Permitir el acceso a las energías limpias.
- Moderar el uso de combustibles fósiles, preservándolos así para otros usos y para las generaciones posteriores.
- Incrementar la flexibilidad de los sistemas eléctricos de potencia ante cambios que se produzcan en la demanda.
- Reducir los niveles de emisiones contaminantes procedentes de las energías de tipo convencional.
- Reducir la dependencia exterior y minimizar el gasto en importaciones de combustibles.

Además, algunas de estas tecnologías son muy adecuadas para sistemas aislados de red, como es el caso de la isla de El Hierro, donde la energía es crucial para el desarrollo humano. En el caso de sistemas aislados, la energía es además especialmente importante a la hora de contribuir a la mejora de la economía local proporcionando puestos de trabajo.

Las fuentes renovables disponen de un inmenso potencial teórico que es capaz de cubrir sobradamente las necesidades humanas. Teniendo en cuenta esta amplitud de recursos, el futuro de las energías renovables se centra en hacerlas económicamente competitivas, y la clave para conseguirlo está en alcanzar un mayor grado de desarrollo tecnológico.

Como se observa en la figura anterior, hay muchas tecnologías en desarrollo para proveer de energía renovable de forma económica, fiable y sostenida. Pero la competitividad de cada una de estas fuentes es muy distinta. Esta competitividad se ve afectada por el entorno, tanto desde el punto de vista físico

como socioeconómico, y por la disponibilidad local de fuentes de tipo fósil.

Como las fuentes renovables son, en su mayoría, de tipo intermitente, la integración de estas energías en los sistemas eléctricos plantea una serie de retos importantes. Este problema es menor en el caso de la energía de biomasa, hidráulica y geotérmica. La integración de sistemas eólicos en redes consta de una serie de particularidades. Dada la importancia del parque eólico dentro del proyecto de El Hierro, más adelante se dedica un capítulo al estudio concreto de esta problemática.

### **2.3.1 Energía hidráulica**

La energía hidráulica puede quizás ser considerada como la fuente de energía no agotable y no contaminante más competitiva económicamente. La energía hidráulica se obtiene a partir de la energía potencial y cinética contenida en las masas de agua que transportan los ríos, que provienen de la lluvia y del deshielo. El agua, en su caída entre dos niveles, se hace pasar por una turbina hidráulica que transmite la energía a un generador eléctrico.

Aunque la utilización de centrales hidráulicas reduce la emisión de gases de efecto invernadero con respecto a las centrales de tipo térmico, no hay que olvidar que tienen cierto impacto medioambiental en los ríos y que estos impactos pueden afectar a la calidad de vida de las personas del entorno. La minimización de los mismos es uno de los puntos en los que se trabaja actualmente para conseguir avances en este tipo de energía.

Estos impactos provienen principalmente de la construcción de la presa, y afectan a la biodiversidad de peces del río, a la sedimentación, a los estándares de calidad del agua y a los ecosistemas aguas abajo.

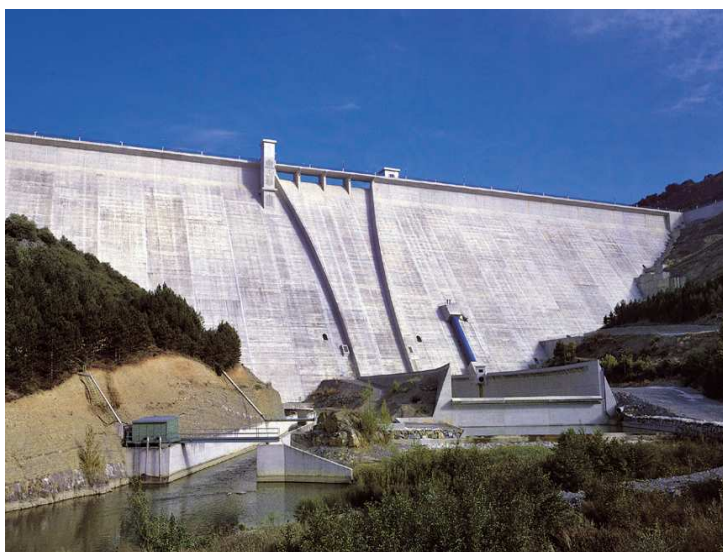


Fig 2.4 Ejemplo de un aprovechamiento hidroeléctrico con central a pie de presa

El principal problema económico al que se enfrenta este tipo de energía es el alto coste inicial que es necesario desembolsar para construir la instalación. En el caso de centrales hidráulicas de tamaño medio y superior, la tecnología se puede considerar madura. Se debe principalmente a la eficiencia y al coste de las turbinas convencionales que han permitido llegar a un diseño óptimo. En el caso de las minihidráulicas aún se puede alcanzar un desarrollo más completo, con el uso de turbinas de velocidad variable, generadores de inducción, sistemas de control electrónico y telemetría, etc.

La energía hidráulica representa aproximadamente el 20% de la producción mundial de electricidad, siendo Canadá el principal productor [5]. Se estima que aproximadamente dos tercios del potencial hidroeléctrico económicamente viable quedan por aprovechar. La mayoría se encuentra en países que aún no tienen un grado de desarrollo elevado, porque en los países avanzados apenas quedan emplazamientos atractivos para esta fuente.

La energía hidráulica en nuestro país representa aproximadamente el 10% del total para producción de energía eléctrica. De toda esta potencia, dos tercios proceden de las centrales hidráulicas (10 MW-50 MW) y el resto, de las minihidráulicas (<10 MW).

Según los objetivos del Plan de Energías Renovables (PER), a finales de este año deberíamos tener en España una producción de tipo hidráulico de 3.257 MW.

### **2.3.2 Energía eólica**

La energía eólica se utilizaba ya antes de la revolución industrial, pero después fue desplazada por el uso de los combustibles fósiles, que eran más baratos. La crisis del petróleo de los años 70 despertó de nuevo el interés en esta fuente para la producción de energía eléctrica en redes interconectadas o aisladas y para bombeo [6].

En las últimas décadas, el desarrollo de este tipo de energía para producción eléctrica ha sido espectacular. Las primeras turbinas eólicas que se conectaron a red se instalaron en los años 80. En 1990 ya había unos 2.000 MW de energía de generadores eólicos en red y, a principios del año 2000, en torno a 13.500 MW.

La viabilidad económica de la energía eólica depende del tipo de turbina que se utilice de entre las posibles alternativas. Aparte del coste de la inversión, el parámetro más importante a la hora de determinar la rentabilidad de la turbina es la energía anual que se obtiene de ella, determinada por parámetros como la velocidad media del viento, la distribución estadística del mismo o la intensidad de las turbulencias. La potencia que se extrae de la turbina es proporcional a la velocidad al cubo del viento en ese instante.

Debido a la variabilidad del recurso, determinar el viento que puede haber en cada punto concreto no es fácil. Cada vez se publican mapas de viento y predicciones más fiables para ayudar a los promotores a hacerse una idea del beneficio económico que podrán obtener de su instalación.

En los países densamente poblados, los mejores emplazamientos están habitados, por lo que es difícil encontrar sitios donde llevar a cabo nuevos proyectos a un coste razonable. Por eso, algunos países como Dinamarca, están empezando a construir parques eólicos offshore, a pesar de que son menos rentables porque hay que evacuar la energía eléctrica hasta el territorio y eso encarece la obra civil asociada al proyecto.



Fig 2.5 Imagen de un parque eólico offshore

El mercado demanda máquinas cada vez más grandes, que favorezcan el desarrollo de las economías de escala, que tengan un menor impacto visual en el



paisaje por unidad de potencia instalada y que se incremente la energía eólica offshore.

Con el uso de la electrónica de potencia en los sistemas eólicos se ha conseguido un control sobre la máquina que permite obtener energía eléctrica de gran calidad. Este desarrollo ha favorecido la integración masiva de la energía de tipo eólico en los sistemas de potencia. En sistemas aislados, las ventajas derivadas del uso de la electrónica son más evidentes.

Los fabricantes de turbinas eólicas buscan el abaratamiento de los costes de la máquina a través de diseños más sencillos, con un menor número de componentes; por ejemplo, con sistemas que se conecten directamente a red (eliminando la caja de transmisión) con sistema de orientación pasivo y regulación del ángulo de paso de pala.

Desde que se instalaron los primeros parques eólicos offshore, los fabricantes han ido mejorando, perfeccionando y creando diseños propios para este tipo de aplicación. En el caso de averías en parques onshore, las reparaciones son rápidas y se pierde poca energía, y claramente es una desventaja de los sistemas offshore, ya que transportar los materiales hasta estas ubicaciones es un proceso largo y complejo.

Debido a la discontinuidad del viento, las turbinas eólicas tienen un factor de capacidad pequeño, en torno al 20%, porque sólo funcionan cuando la velocidad de viento se encuentra en un rango determinado. El factor de capacidad representa el cociente entre la energía que se obtiene de la máquina con respecto a la que se obtendría si estuviese funcionando continuamente. Este valor decrece cuando aumenta el grado de penetración de los aerogeneradores y se necesita más potencia de respaldo para tener un sistema de generación fiable. Si la

energía eólica se combina con algún tipo de almacenamiento, como en el caso del sistema de El Hierro, el factor de capacidad puede aumentar notablemente con una penalización económica reducida.

Los principales problemas que presenta la energía eólica son los impactos ambientales que pueden causar las máquinas. Entre estos efectos negativos se pueden destacar: el ruido, el impacto visual en el paisaje, el impacto en los pájaros, las sombras causadas por el rotor y las interferencias electromagnéticas con la radio, la televisión o las señales de radar. En la práctica, el ruido y el impacto visual son los más importantes. El no emitir más ruido del imprescindible es uno de los motivos por los que no se opta por incrementar la velocidad del rotor y, con ello, del tren de potencia, lo que reduciría costes en las cajas de transmisión. La aerodinámica ha mejorado los diseños de las palas para hacerlas más silenciosas y poder así disminuir la distancia entre los parques eólicos y las zonas habitadas.

Los costes asociados a la generación con energía eólica se determinan en base a cinco parámetros:

- El coste inicial de la instalación, principalmente de la obra civil y de la turbina.
- La energía que se pueda extraer del aerogenerador, en función del factor de utilización y de la velocidad media del viento a la altura del buje.
- La velocidad media del viento en la zona. Para que la integración de un parque eólico en red sea rentable, la velocidad debe ser mayor de 5 m/s a una altura de la torre de 10 m.

- La disponibilidad del sistema. En los parques eólicos actuales supera el 95%.
- El tiempo de vida de la instalación. Se ha incrementado notablemente con la mejora del comportamiento de los materiales a fatiga.

En España ha habido un amplio respaldo de las Administraciones Públicas a este tipo de energía con la Ley 54/1997 sobre generación de Régimen Especial. La existencia de la prima incentivó la instalación de parques eólicos de forma masiva. Esta tendencia se ha visto reforzada con el RD 661/2007, que se mencionó en un apartado anterior.

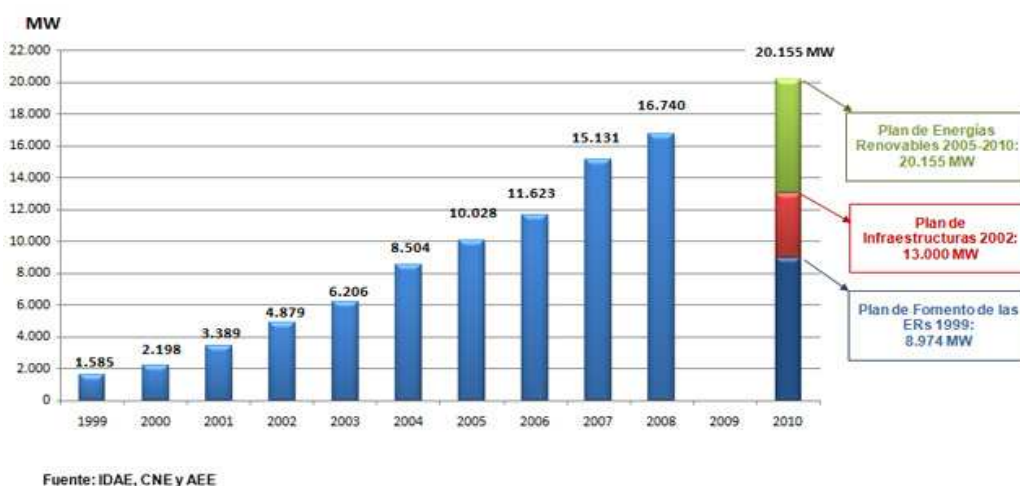


Fig 2.6 Evolución de la energía eólica y previsiones PER

El PER establece que a finales de 2010 20,1 GW (30%) de la energía que se consuma sea de tipo renovable y que en 2020 se lleguen a alcanzar los 36 GW. Se espera que la mitad de esta energía provenga del sector eólico, con lo que se evitaría la emisión de 77 millones de toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera.

España es el tercer productor de eólica en el mundo, después de Alemania y de Estados Unidos. En España, la energía eólica sigue batiendo récords. El pasado 14 de enero, a la 1.33 de la madrugada se alcanzó un nuevo máximo de potencia instantánea, al llegar a los 11.693 MW, es decir, el 42% de toda la demanda eléctrica peninsular (*Periódico El Mundo*. 14/01/2010).

# CAPÍTULO 3

---

Integración de parques eólicos  
en los sistemas de energía  
eléctrica

### **3. Integración de parques eólicos en los sistemas de energía eléctrica.**

#### **3.1 Introducción**

Los sistemas eléctricos de potencia están experimentando un gran cambio en su estructura, debido a la incorporación de la generación que proviene de fuentes de energía renovables. La red, constituida anteriormente de forma exclusiva por grupos de generación gestionable con generadores síncronos, ha evolucionado integrando muy diversas tecnologías de generación tanto gestionables como no gestionables.

Los operadores del sistema se enfrentan al reto que supone acoplar la generación eléctrica desarrollando procedimientos de operación que establecen las condiciones que deben cumplir los nuevos generadores, de forma que su incorporación no afecte a la seguridad y fiabilidad del sistema. Debido al alto porcentaje de generación renovable que se pretende alcanzar principalmente con energía eólica, la integración masiva de este tipo de generación es un tema de especial actualidad y relevancia.

Una de las mayores incertidumbre respecto a la integración masiva de energía eólica en la red es la respuesta de los aerogeneradores frente a caídas de tensión muy pronunciadas y su capacidad para recuperar el punto de funcionamiento estable en régimen estacionario sin perder la estabilidad, ni embalsarse sin posibilidad de recuperación.

Otra incertidumbre la presenta la posibilidad de que los parques eólicos regulen la potencia reactiva. Por ejemplo: el escalonamiento temporal en la conexión de los aerogeneradores de un parque eólico minimiza los efectos negativos que para el sistema eléctrico en su conjunto supondría un alto consumo

inicial de potencia reactiva, pero no asegura que el correcto funcionamiento de un aerogenerador no se vea afectado por el proceso de conexión de otro vecino.

Si los parques eólicos no dieran respuesta a estas incertidumbres, determinados grupos de generación convencional instalados en sus proximidades podrían iniciar un proceso dinámico inestable por caída de tensión. Se produciría así un embalamiento y posterior desconexión de red. Esta pérdida de generación correspondiente a la desconexión de un grupo de generación podría provocar oscilaciones de tensión y de potencia en el sistema, con graves consecuencias para el mismo.

### **3.2 Energía eólica y calidad de potencia**

La introducción de generación eólica en la red puede afectar a la calidad de la energía. Para asegurar que la conexión de un nuevo parque eólico no supere los límites marcados por la normativa, debe asegurarse el cumplimiento de los requisitos impuestos por el operador del sistema o la compañía distribuidora en la que se va a conectar antes de su instalación.

Las características eléctricas del aerogenerador dependen de la tecnología empleada por el fabricante, no del emplazamiento. Por tanto, conociendo el tipo de aerogenerador se puede analizar el impacto que puede producir la máquina en la red a la que está conectada.

En la conexión a un nudo genérico de la red, en el cual la idealización de nudo de potencia infinita no es admisible, el valor eficaz de la tensión no permanece constante ante la modificación de la potencia inyectada por los aerogeneradores. El consumo de potencia inicial suele dar lugar a una caída de tensión en el punto en el primer instante. La magnitud de estas oscilaciones de

tensión así como de la potencia reactiva depende de varios factores, siendo la potencia del aerogenerador y la potencia de cortocircuito del punto de conexión los más importantes. La potencia de cortocircuito ( $S_{cc}$ ) da una idea de la fortaleza de la red en el punto de conexión. Para valores de la potencia de conexión en el punto elevados, las variaciones de tensión serán menores.

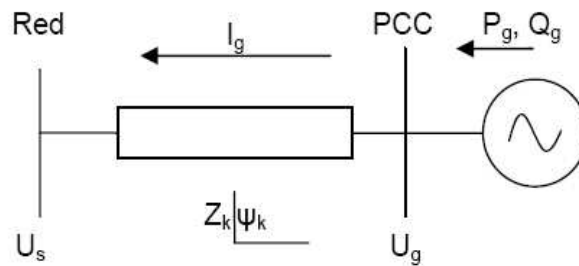


Fig 3.1 Representación de un generador eólico conectado a red

Como se observa en las siguientes relaciones, al aumentar la potencia de cortocircuito de la red, disminuye la impedancia de la misma, que es directamente proporcional a la caída de tensión.

$$S_{cc} = \frac{U_s^2}{Z_k} \rightarrow Z_k = \frac{U_s^2}{S_{cc}}$$

$$U_g - U_s = \Delta U = Z_k \cdot I_g$$

La inserción de un parque eólico en la red tiene influencia tanto en el punto de operación del sistema como en el flujo de cargas. Los factores que afectan a la operación del sistema en la conexión de los aerogeneradores eólicos pueden resumirse en:



- *Localización del parque:* en parques eólicos que se conectan en redes en media tensión, como ocurre en la Isla del Hierro, el impacto de la conexión es mayor (la red tiene menor potencia de cortocircuito).
- *Variaciones de amplitud y frecuencia de la tensión:* estas variaciones pueden provenir del tipo de tecnología de generación eólica empleada. Por ejemplo, en el caso de emplear generadores asíncronos en jaula de ardilla la inyección de potencia reactiva es lenta e ineficaz lo que puede causar problemas a la tensión. En el caso de una red como la del Hierro, en 20 kV, la propia variación de potencia activa puede provocar problemas de inestabilidad.
- *Flicker:* parpadeo que se produce como consecuencia de las variaciones de tensión. Son oscilaciones del valor eficaz de la tensión de baja frecuencia, es decir, entre 0.1 y 20 Hz. Son oscilaciones permanentes provocadas por la rotación de la pala y no se eliminan con un filtro como ocurre con las oscilaciones de alta frecuencia. Las causas principales de este efecto son:
  - Estratificación del viento con la altura
  - Sombra de la torre
  - Turbulencia inducida por el movimiento rotacional
  - Otras causas: vibraciones mecánicas, arranques y paradas, etc.
- *Armónicos:* debidos a la operación de los sistemas de electrónica de potencia. Los armónicos pueden provocar pérdida de calidad en la tensión, mal funcionamiento de los equipos electrónicos y mayores pérdidas. Son oscilaciones de tensión cuya frecuencia es múltiplo de la frecuencia de la red (100 Hz – 2500 Hz). La solución es el uso de convertidores PWM.

- *Transitorios de tensión:* son provocados por los picos de tensión que tienen lugar al conectar los aerogeneradores. El transformador que se intercala entre el generador y la red contribuye a reducir estos efectos.
- *Corrientes de cortocircuito y sistemas de protección:* la conexión de parques eólicos aumenta las corrientes de cortocircuito y modifica la forma de onda de corriente.
- *Estabilidad:* Debe analizarse la influencia en la estabilidad de tensión, en estado estacionario y en estado dinámico.

Uno de los aspectos que merece atención aparte por su relevancia es la continuidad de suministro de la generación eólica durante y después de los huecos de tensión. La capacidad de asegurar esa continuidad de suministro es una prioridad desde el punto de vista de la seguridad del sistema, y por tanto con implicaciones en el nivel de penetración eólica máximo que se permite en una red.

Cuando una falta se produce en el sistema, la tensión cae en toda la red y puede provocar el disparo de los grupos que no tienen capacidad de soportar esa caída. Cuando la falta se despeja, el sistema necesita suficiente reserva para cubrir la pérdida de generación durante el hueco.

La estabilidad de la red en ese momento depende de los generadores que se mantengan conectados para ayudar a recuperar el estado de operación normal. Si durante la falta los generadores se desconectan, la calidad de la tensión se resiente y se puede llegar a alcanzar un colapso de tensión en la zona.

### **3.3 Análisis de S.S.E.E. en operación normal sin contingencias**

#### **3.3.1. Resolución de los flujos de cargas**

Se denomina resolución de un flujo de cargas de una red frente a un escenario determinado a la evaluación del reparto de las intensidades por las líneas y de las tensiones en los nudos de dicha red en esas circunstancias. El escenario de funcionamiento del sistema debe ser una solución adecuada para responder al compromiso necesario entre la explotación económica del sistema y su seguridad, suponiendo que se mantiene el régimen estacionario.

La red que se estudia en este proyecto está formada por generadores, transformadores, líneas, etc. En algunos nudos la potencia se inyecta a la red mientras que en otros se consume en las cargas. El flujo de potencia de unos nudos a otros se lleva a cabo a través de las ramas o líneas. En el sistema eléctrico de El Hierro se realizarán estudios partiendo de diferentes escenarios.

A cada escenario le corresponde una topología de red concreta y un conjunto determinado de valores de las siguientes variables: potencias que se generan en algunos nudos, potencias que se consumen en las cargas, potencias que se transmiten por las ramas y tensiones en los nudos.

- Recursos para la operación del sistema

Los medios de que dispone un sistema eléctrico para modificar el resultado de los flujos de carga y, de ese modo, optimizar la operación del sistema en los escenarios estudiados son:

- Variación de la admisión de la turbina (par mecánico) y de la corriente de excitación para controlar la potencia y la tensión en los nudos de generación.
  - Conexión de condensadores y de bobinas de compensación para controlar la potencia reactiva inyectada.
  - Modificación en la conexión de las tomas en carga de los transformadores para el control de la tensión en los nodos.
- Clasificación de nudos

A la hora de calcular un flujo de potencias en cualquier sistema, los nudos se clasifican en función del tipo y, por tanto, de las variables del mismo que sean conocidas. Todo nudo de la red queda perfectamente definido si se conocen la tensión en módulo y argumento y las potencias, tanto activa como reactiva que se inyectan o consumen en el mismo. En función de lo anterior, los nudos pueden ser [7]:

- Nudos PU: son los nudos de generación. En ellos se supone conocido el módulo de la tensión y la potencia activa que inyectan a la red y las incógnitas a calcular son el argumento de la tensión y la potencia reactiva.
- Nudos PQ: nudos de carga. Se sabe cuánta potencia se consume en cada uno, tanto activa como reactiva. Son nudos en los que no hay generación y si la hay, se supone fija y se toma como dato. La tensión es la incógnita a calcular.
- Nudo Balance: es aquel en el que se supone conocida la tensión en módulo y argumento. Se utiliza como referencia para el cálculo del resto de

los nudos.

La figura 3.2 muestra un cuadro-resumen con los tipos de nudo mencionados anteriormente.

Tipo de nudo	Variables conocidas	Incógnitas
Nudo PU	P,U	Q, $\theta$
Nudo PQ	P,Q	U, $\theta$
Balance	U, $\theta$	P,Q

Fig 3.2. Tipos de nudo para el análisis de los flujos de cargas del sistema

### 3.3.2. Consideración de la generación eólica en los flujos de cargas

El tratamiento de las turbinas eólicas como nudos PQ o como nudos PU depende de la tecnología empleada en los generadores y del tipo de control ejercido sobre ellos.

Cuando se trata de aerogeneradores con máquina de inducción directamente conectada a red el procedimiento habitual para resolver los flujos de cargas consiste en considerar a dichos generadores de inducción como nudos PQ, estimando la potencia reactiva consumida por el generador en función de la potencia activa generada y de la tensión prevista. La solución obtenida no es completamente exacta, pero en la mayoría de los casos la estimación se considera suficientemente aproximada. La discrepancia en la potencia reactiva suele ser corregida mediante una reactancia en paralelo con el generador de inducción.

Como consideración inicial, al calcular un flujo de cargas, la red es tratada como un sistema trifásico equilibrado en régimen estacionario senoidal.

El método utilizado tradicionalmente para el cálculo es el de los nudos, tomando el neutro de la red como nudo de referencia, con lo que las intensidades inyectadas en los nudos y las tensiones en los mismos se relacionan mediante las ecuaciones nodales de la red, siendo  $[Y_n]$  la matriz de admitancias de nudo.

$$I_n = [Y_n] \cdot U_n$$

En lugar de intensidades, en los cálculos de flujos de cargas es habitual partir de las potencias P y Q, porque se considera que los consumos son más sencillos de representar como potencias. Se pueden además establecer relaciones sencillas entre estas variables y el comportamiento de la máquina. La potencia que producen los generadores síncronos depende directamente de la potencia mecánica que sea transmitida al generador desde el elemento motriz (en nuestro caso las turbinas de los grupos hidráulicos y diésel), mientras que la potencia reactiva está en función de la corriente de excitación aplicada en el rotor del alternador.

Una vez resueltos los flujos de cargas del sistema tanto en funcionamiento normal como después de las contingencias, se comprueba que los límites de carga en las líneas y en los transformadores no se sobrepasan. En ocasiones, son admisibles sobrecargas transitorias durante un tiempo determinado. En este punto, también hay que verificar que los valores de tensión en los nudos de la red se mantienen dentro de los límites especificados.

En principio, un parque eólico conectado a red se considera una fuente que inyecta potencia activa en el sistema y consume o aporta reactiva.

La presencia en cualquier nudo del sistema de un parque eólico de la tecnología anterior compuesto por aerogeneradores asíncronos directamente acoplados a red que llevan incorporados equipos de compensación de reactiva, mediante baterías de condensadores exclusivamente, supone la aportación de potencia activa neta a la red. Puesto que se trata de la inyección de potencia se observará más bien una tendencia hacia valores superiores de las tensiones, respecto al estado previo a la aportación. Por lo general cabe esperar un aumento de la tensión en el punto de conexión, así como en los nudos eléctricamente más cercanos. Ahora bien, en la práctica, la compensación con baterías de condensadores de la energía reactiva requerida por los aerogeneradores asíncronos no es exacta y es previsible que haya un cierto consumo de reactiva.

Otro aspecto a considerar cuando se integra en los flujos de carga la generación eólica es que se debe incrementar el número de escenarios a analizar debido a la gran incertidumbre del recurso eólico. De ese modo cada modificación de la potencia neta que se inyecta en un punto de la red como consecuencia de cada supuesto de producción de un parque eólico, conduce a una nueva situación de régimen permanente. Esta nueva situación se caracteriza a su vez por un perfil de tensiones diferente que se corresponde con una nueva distribución de los flujos de potencia activa y reactiva que circulan a través de los distintos elementos de la red.

La realización de los estudios de flujos de cargas que correspondan a cada caso ofrecerá como solución los valores de tensiones y potencias que conciernan a cada situación.

### **3.3.3. Influencia de la generación eólica sobre el control Potencia-Frecuencia.**

En todo sistema eléctrico se producen pequeñas variaciones en la frecuencia debidas al desajuste que se produce entre la generación y la carga en un instante determinado.

Ese desajuste produce una variación en la energía cinética almacenada en las máquinas rotativas de los grupos de generación conectados que se traduce en una variación de la velocidad y, por tanto, de la frecuencia en la salida de los generadores. Por eso, los cambios que se producen en la frecuencia del sistema sirven para evaluar el grado de equilibrio que hay en la red y se utilizan como entradas de referencia a los dispositivos de control.

Como la carga que hay en un sistema varía constantemente, los S.S.E.E cuentan con equipos automáticos cuya misión es mantener la frecuencia lo más constante posible. Estos equipos actúan cuando se detecta una desviación de la frecuencia modificando la potencia producida, con lo cual minimizan los efectos que provocan estas variaciones, aunque no las evitan totalmente.

La integración de parques eólicos en los sistemas de potencia introduce nuevos elementos de interacción potencia-frecuencia en la red. Las variaciones de viento que se producen de forma inesperada provocan un cambio en la potencia activa que inyecta el parque. Si esta integración se hace de forma masiva, las variaciones de potencia pueden dar lugar a desajustes entre la generación y la demanda y, por tanto, a variaciones de frecuencia. Por todo ello es necesario desarrollar sistemas de control en los aerogeneradores con el fin de evitar que haya que limitar la conexión de parques eólicos al sistema.



### **3.3.4. Influencia de la generación eólica en la interacción Tensión-Reactiva.**

Los dispositivos eléctricos conectados a la red que forman parte de un sistema eléctrico están diseñados para su funcionamiento a nivel de tensión definido como nominal. Las variaciones que se produzcan sobre este valor afectan a su funcionamiento e integridad. En la práctica, se admiten márgenes de variación en la tensión en el entorno del 5%.

Los medios para controlar la tensión en los sistemas eléctricos citar son:

- Los sistemas que controlan la excitación de los generadores síncronos.
- Baterías de condensadores y reactancias de compensación, cada vez más frecuentemente combinados con regulación electrónica.
- Compensadores síncronos, que son alternadores que no aportan potencia activa.
- Regulación de la relación de transformación de los transformadores de potencia a través de los cambiadores de tomas.

Todas las acciones que se han mencionado anteriormente se relacionan con la inyección de potencia reactiva al sistema. Esencialmente se considera que la inyección de potencia reactiva en un nudo de la red, eleva la tensión del mismo. A diferencia de las variaciones de frecuencia, que afectan de forma global a todo el sistema, las variaciones en la potencia reactiva tienen un efecto fundamentalmente local, afectando más severamente a los nudos próximos al lugar donde se ha producido la modificación.

La influencia de la generación eólica tiene su origen en que las variaciones de viento se traducen en variaciones de potencia activa y reactiva generada por los parques eólicos y éstas, a su vez, en variaciones de la tensión de los nudos en los que se produce la conexión, y, consecuentemente, en los nudos cercanos. Esto hace que sea necesario una contribución por parte de los parques eólicos a la regulación de tensión del sistema mediante el aporte o consumo de reactiva, evitando así una limitación del nivel de penetración eólica en la red.

### **3.4 Requisitos de respuesta de los parques eólicos frente a huecos de tensión. Normativa.**

Tradicionalmente la generación de un sistema eléctrico se realizaba a través de grandes generadores síncronos conectados a la red de transporte. Estos generadores, además de proporcionar la energía eléctrica necesaria para el sistema eran los responsables del control de la tensión y de la frecuencia.

En nuestro país, el Operador del Sistema Eléctrico es Red Eléctrica de España [4] y tiene como principal misión regular el funcionamiento de la red de transporte siguiendo los procedimientos conocidos como procedimientos de operación. Tanto las instalaciones pertenecientes a la red de transporte como todas las conectadas a ella deben cumplir estos procedimientos.

Hasta el año 2002, el operador del sistema no consideró prioritario para la seguridad del sistema la gestión de las instalaciones de régimen especial debido a su reducida aportación energética al sistema eléctrico que, además, se producía en las redes de distribución.

Históricamente, el flujo de información sobre la explotación de los parques

eólicos entre promotores y distribuidoras se reducía a comunicar las descargas por mantenimiento, avisos y limitaciones acordadas sobre la energía suministrada. El principio de operación de los primeros parques eólicos se basaba en suministrar a la red la totalidad de la potencia producida siendo la prioridad del promotor el mantenimiento de las instalaciones para ello.

Red eléctrica modificó progresivamente su visión sobre los requisitos de la operación de los parques eólicos y su integración en el sistema eléctrico español conforme aumentaba la potencia instalada y su agrupación en ciertas áreas de la red. La liberalización del sector eléctrico, los planes de expansión del parque de producción y el cumplimiento de los compromisos adquiridos por España en el protocolo de Kyoto, produjo un replanteamiento al alza de los niveles de penetración eólica requeridos en el sistema.

A lo largo de los años 2005 y 2006 se realizó un estudio llamado “Producción eólica técnicamente admisible en el sistema eléctrico peninsular ibérico” en el que colaboraron Red Eléctrica de España (REE), la comisión nacional de la energía (CNE) y la asociación empresarial eólica (AEE). En este estudio se identificaron una serie de prioridades para la integración de energía eólica en el sistema, como son:

- Mejorar los requisitos de respuesta de las instalaciones frente a huecos de tensión y otros requerimientos (P.O.12.3 Octubre 2006 en el Procedimiento “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas”)
- Necesidad de programar la generación eólica. Para ello se estableció la conveniencia de coordinar la operación de las instalaciones eólicas a través de un centro único de control de Régimen Especial perteneciente al operador del

sistema (CECRE). El Procedimiento de Operación 3.7 “Programación de la generación renovable no gestionable” publicado en Octubre de 2006, define las condiciones de aplicación de consignas de reducción de potencia, los códigos de información de las causas, los requisitos de conexión, configuración y operación de los eólicos al operador.

En fase de revisión se encuentra el anexo de requisitos técnicos del Procedimiento de Operación P.O.12.2 “Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad”. Este anexo será de aplicación no sólo en las instalaciones eólicas sino también a las instalaciones fotovoltaicas y a todas aquellas tecnologías que no empleen un generador síncrono directamente conectado a red o a agrupaciones de potencia nominal registrada mayor a 10 MW por nudo asociado de la red de transporte.

Los requisitos actualmente propuestos y en fase de discusión serán aplicables a las instalaciones eólicas (y fotovoltaicas) que se pongan en servicio a partir del 1 de enero de 2011 e introduce las siguientes modificaciones sobre la normativa actual:

- *Huecos de tensión*: se modifica el perfil del hueco de tensión trifásico que la instalación debe soportar. El hueco bifásico reduce el umbral mínimo a 0.5 p.u en lugar de 0.0 p.u y en 0.6 p.u en vez de 0.2 p.u

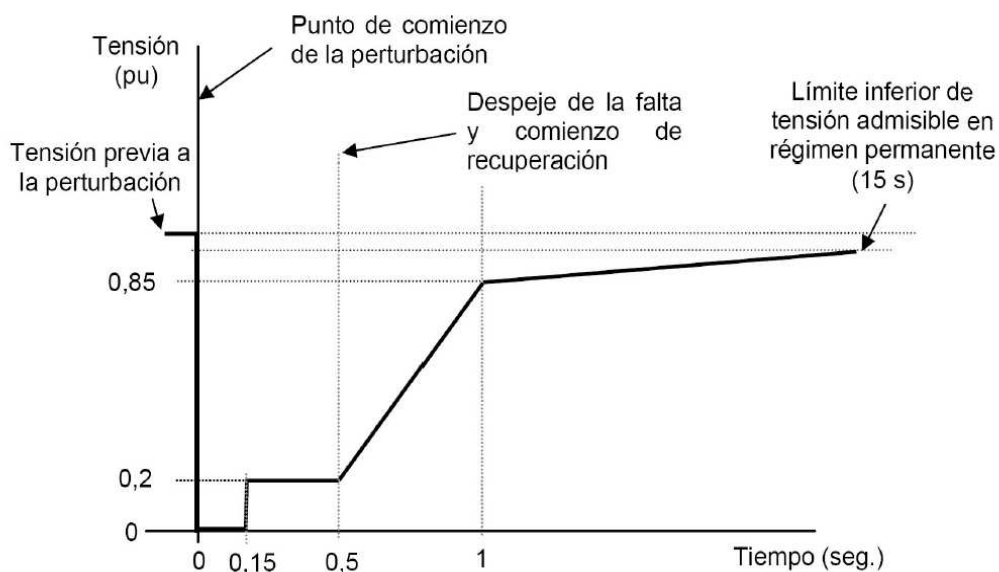


Fig 3.3 Perfil del hueco de tensión trifásico definido en P.O.12.2 Umbral mínimo de tensión que la instalación deberá soportar sin desconexión.

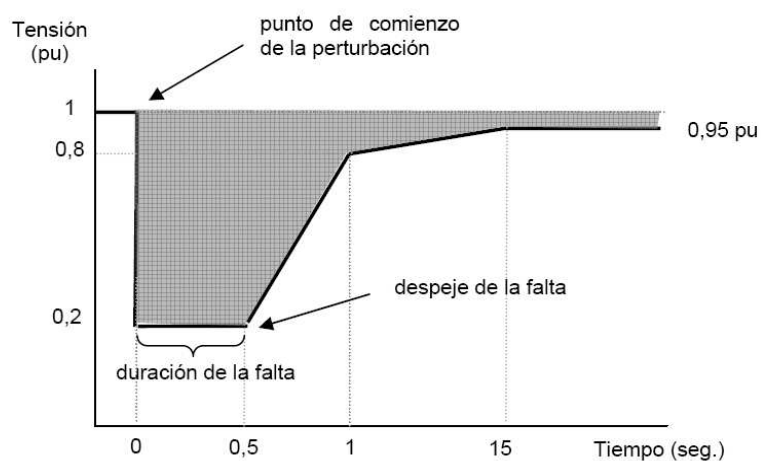


Fig 3.4 Perfil del hueco de tensión trifásico definido en la normativa anterior P.O.12.3

- *Sobretensiones:* La instalación debe ser capaz de soportar sobretensiones.

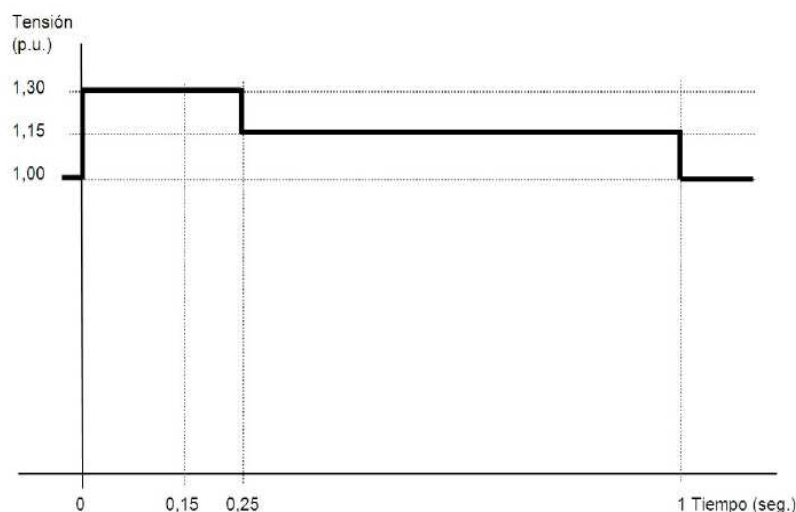


Fig 3.5 Umbrales máximos de tensión que la instalación debe soportar sin desconectarse.

- *Control de reactiva en régimen de perturbación:* La aportación de corriente reactiva por parte de la instalación durante las perturbaciones, se efectuará mediante un sistema de regulación automática de tensión con un funcionamiento similar al regulador de tensión de los generadores síncronos convencionales. Este sistema de regulación mantendrá la tensión al valor de consigna previa a la perturbación, bien en tensión, en potencia reactiva o en factor de potencia manteniendo en todo momento la corriente reactiva inyectada o absorbida dentro de los límites mínimos de saturación indicados para el regulador. El regulador debe mantenerse activo al menos 30 segundos desde que la tensión recupere su valor admisible. Posteriormente se retornará al régimen de funcionamiento previo a la perturbación.

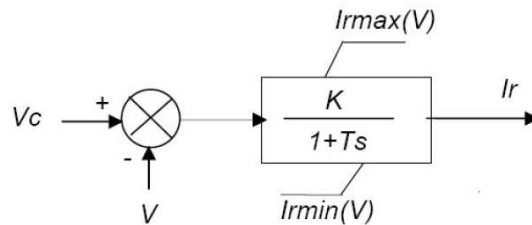


Fig 3.6 Regulador de tensión.  $V_c$  es la tensión de consigna,  $V$  la tensión medida en bornes del aerogenerador e  $I_r$  la corriente reactiva que se inyecta a la red.

- *Control de reactiva en régimen permanente:* La instalación no sólo deberá ser capaz de controlar la tensión durante las perturbaciones. Tendrá capacidad para absorber/inyectar corriente reactiva dentro del margen de tensión definido por el operador del sistema en régimen permanente en menos de 20 segundos. El modo de control (tensión, potencia reactiva o factor de potencia) será indicado por el operador en función de las condiciones de operación.
- *Control de potencia activa en régimen de perturbación:* además de los requisitos previos de corriente reactiva para la regulación prioritaria de tensión, la instalación controlará en todo momento la inyección/absorción de corriente activa respetando los límites establecidos por la siguiente figura en menos de 40 ms en régimen perturbado.

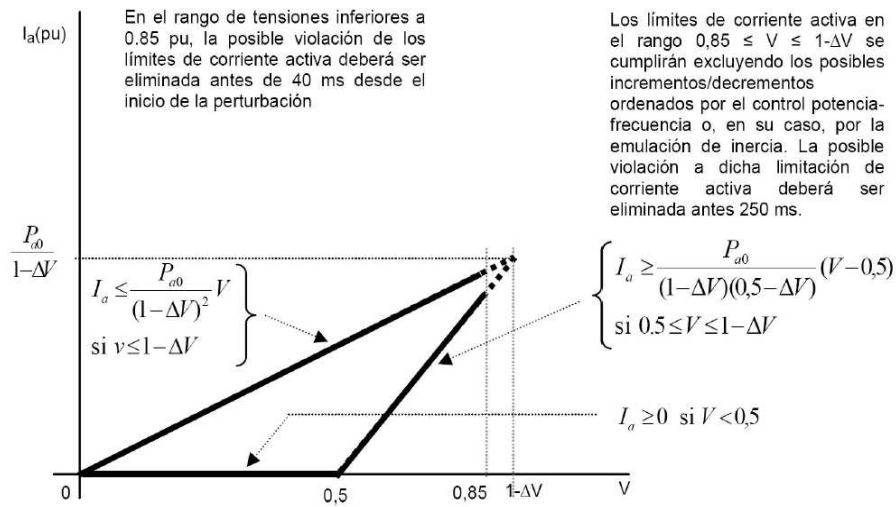


Fig 3.7 Límites superior e inferior de la potencia activa

- *Perturbaciones de frecuencia:* La instalación deberá disponer de los equipos necesarios que le permitan realizar regulación potencia-frecuencia según un control proporcional al error que responda a un estatismo ajustable. Deberá estar capacitado para recibir en tiempo real consignas de potencia en reserva a subir y bajar del operador del sistema. El control permanecerá deshabilitado transitoriamente mientras la tensión se mantenga por debajo de 0.85 p.u.



# CAPÍTULO 4

---

La central hidroeléctrica

## 4. La central hidroeléctrica de la isla de El Hierro

### 4.1 La isla de El Hierro. Antecedentes del proyecto

La isla de El Hierro es la más pequeña y la que está situada más al sur de todo el archipiélago canario. Pertenece a la provincia de Santa Cruz de Tenerife. Tiene una superficie de 278 km<sup>2</sup> y una población de 10.500 habitantes. El conjunto de las obras correspondientes a este proyecto se sitúan dentro del término municipal de Valverde.

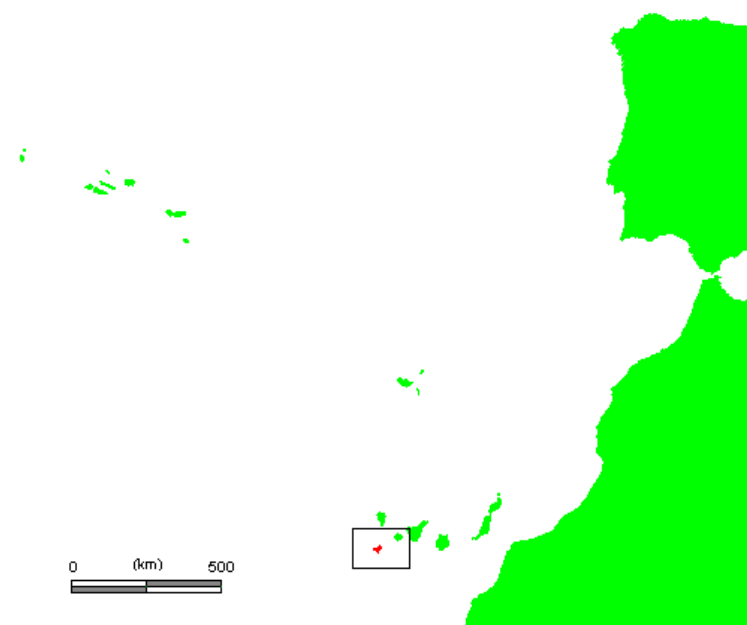


Fig 4.1 Situación geográfica de la isla de El Hierro

La altura máxima de la Isla se alcanza en el pico de Malpaso y es de 1.501m. Es una isla, como las demás del archipiélago canario, de origen volcánico. Se estima que tiene una edad geológica de 1.2 millones de años, lo que la convierte en la más joven de todo el archipiélago.

El 22 de enero del año 2000, la isla de El Hierro fue declarada por la Unesco como Reserva de la Biosfera [10]. Las Reservas tienen como finalidad convertirse en modelos de cómo debiéramos convivir con la naturaleza y tienen el objeto de hacer compatible el desarrollo socio-económico de su población con la necesidad de conservar su privilegiada riqueza medioambiental y cultural.

El proyecto de la central hidroeléctrica es parte de una estrategia global para toda la isla. En 1997, el Cabildo insular definió un Plan de Desarrollo Sostenible que incluía varias iniciativas, desde la introducción de cultivos ecológicos hasta la promoción de la arquitectura local [11]. Una de estas ideas es el abastecimiento íntegro de la energía de la isla con fuentes renovables, para reducir la dependencia del petróleo.

El apoyo público que necesitaba una actuación de tal envergadura proviene del Gobierno, enmarcado dentro de los objetivos del mismo en tema de ahorro energético, diversificación, impulso de energías renovables y respeto al medio ambiente. Otro de los puntos clave de este proyecto es su intención ejemplarizante: permitirá poner en práctica un modelo de gestión energética integrada que puede ser replicado en otras islas e incluso en la Península, ya que facilitará el estudio de la integración masiva de energía eólica en los sistemas de potencia.

Abastecer la isla con la energía procedente de los combustibles fósiles presenta una serie de dificultades tales como el coste económico, dependencia del transporte del propio combustible o el coste ambiental derivado del uso de combustibles. Por otro lado, la utilización de energías renovables presenta grandes ventajas económicas, sociales y medioambientales, aunque tiene como inconveniente principal la aleatoriedad del recurso.

El proyecto integra la instalación de un parque eólico y de una central hidroeléctrica con grupos de bombeo, como sistemas de generación cuya acción combinada abastezca el consumo eléctrico de toda la isla. El parque eólico actúa como sistema principal y prioritario de generación de energía eléctrica. El sistema hidráulico de bombeo hace de acumulador del excedente de energía. El sistema hidráulico de turbinado actúa como generador y como regulador del sistema eléctrico de la isla.

La potencia actual instalada es de 16 MVA. La demanda eléctrica de la isla, según los datos disponibles del año 2005 fue de 35 Gwh, y la punta de demanda es 6.87MW. El valle de demanda se ha situado en 2.34 MW. Se prevé que el crecimiento de la demanda eléctrica para el año 2015 llegue a 48 Gwh.

#### **4.2 Configuración actual del sistema eléctrico de la isla de El Hierro**

En la actualidad la isla garantiza su suministro en electricidad gracias a una central térmica convencional de 16 MVA situada en la zona denominada Llanos Blancos. Desde la central se distribuye a través de un sistema de líneas de media tensión (20 kV) hasta los diferentes puntos de consumo.

La central térmica Llanos Blancos usa como combustible el diesel-oil. El combustible que se utiliza en la central llega por vía marítima, siendo necesario transportar el equivalente a 43.000 barriles de petróleo al año.

#### **4.3 Descripción general del proyecto**

La central hidroeólica de El Hierro suministrará energía eléctrica a la isla con recursos principalmente renovables.

El aprovechamiento constará en síntesis de un parque eólico, con cinco máquinas de 2 MW como elemento productor de energía y una central hidroeléctrica de doble sentido (bombeo + turbinas) que permitirá la recuperación y almacenamiento de la energía sobrante y la regulación del sistema.

La parte correspondiente a la energía hidráulica constará de dos depósitos de agua a distintos niveles enlazados por una conducción forzada entre las que se bombeará y turbinará el agua para almacenar o producir energía. El agua almacenada se dejará caer por una conducción forzada hasta el nivel del mar, en donde moverá las turbinas de una central hidroeléctrica convencional. El depósito superior es en realidad un cráter volcánico llamado La Caldereta, que será impermeabilizado para convertirlo en un gran almacén de agua y energía. La parte de bombeo será de 6 MW (6x500 kW + 2x1500 kW). Este grupo de bombas impulsará el agua desde un depósito en forma de presa que se construirá expresamente para el proyecto. La central de turbinado constará de cuatro grupos Pelton de 2.83 MW cada uno, proporcionando un total de 11.32 MW con un salto neto de 682 m.

Con velocidades de viento bajas, la energía eólica producida será directamente consumida por la población. Conforme suba el recurso eólico, el excedente de energía eléctrica proporcionada por el parque eólico y que no podría ser absorbida por la red se emplea en accionar grupos de bombeo que impulsarán agua hacia el embalse superior.

El sistema constará también de dos subestaciones, una para el parque eólico y otra para el hidráulico desde donde se conectará la instalación a la red existente. La central térmica de Llanos Blancos, que abastece actualmente la demanda, entrará en funcionamiento sólo en los casos excepcionales de emergencia en que no hubiera agua ni viento suficientes para cubrir la demanda.

En principio el sistema incluirá también una pequeña planta desaladora de agua. Esta planta permitirá, una vez que estén llenos los dos depósitos, recargar las pérdidas por evaporación del sistema.

Todo el sistema se ha configurado de forma que sea fácilmente ampliable, tanto en potencia instalada como en capacidad de acumulación.

En la figura 4.2 se muestra la configuración aproximada de la central hidroeléctrica sobre el terreno.



Fig 4.2 Distribución sobre el terreno de la central hidroeléctrica

### 4.2.1 Esquema general de la central

En la imagen 4.3 se representa la configuración del sistema de aprovechamiento hidroeléctrico de la isla de El Hierro en el que se ven los diferentes elementos que lo componen y sus cotas de referencia.

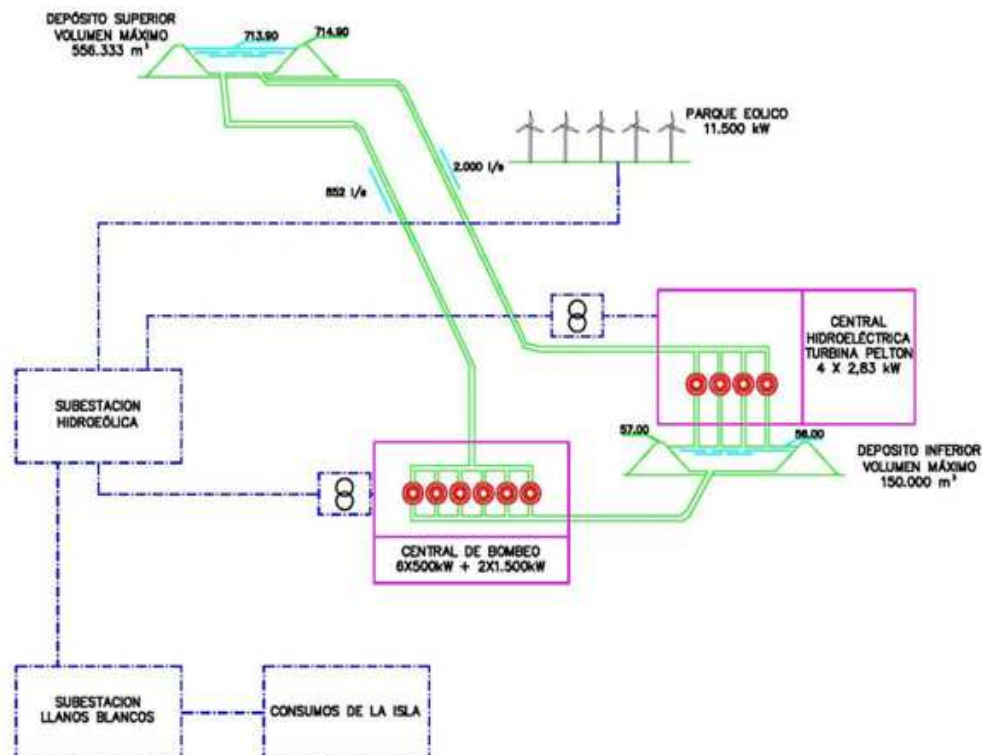


Fig 4.3 Esquema de la central hidroeléctrica de la isla de El Hierro

### 4.2.2 Depósito superior

El depósito superior se situará en un paraje denominado “La Caldereta” por ser ésta la caldera de un antiguo volcán. La vaguada tiene una superficie de 5.9 Ha, considerando un llenado hasta la cota 715 m. La capacidad total del depósito será de 500.000 m<sup>3</sup>.

Para garantizar la impermeabilización y durabilidad, el depósito se realizará de hormigón armado con un tratamiento superficial.

Una toma sumergida en el extremo norte servirá de conexión con el circuito hidráulico del bombeo.

La capacidad para la que se diseña este depósito es mucho mayor de la necesaria, porque además del uso energético, el depósito tendrá utilidad lúdica para los habitantes de El Hierro y podría ser utilizado como depósito de abastecimiento de agua en períodos de sequía.

#### **4.2.3 Depósito inferior**

El depósito inferior se encuentra en las proximidades de la central térmica de Llanos Blancos. Este depósito recibirá el agua que procede del desagüe de las turbinas de la central hidroeléctrica, y en caso necesario, la aportación de agua adicional que proviene de la desaladora.

El depósito tendrá forma trapezoidal de dimensiones aproximadas 120 m la base mayor, 85 m la base menor, 165 m de longitud y una altura máxima de 15 m. El volumen total de la balsa será por tanto de 150.000 m<sup>3</sup>.

El depósito será semi-excavado, el cierre se hará con una presa de escollera con pantalla de hormigón armado con una altura máxima desde cimientos de 20 m

La presa dispondrá de un aliviadero de seguridad y de un camino perimetral de inspección y mantenimiento con vallado de protección.



En el extremo sudeste se emplazará la toma que alimentará la estación de bombeo para elevar el agua al depósito superior.

La tubería que va desde la toma hasta la estación de bombeo tendrá una longitud de 120 m aproximadamente y un diámetro de 1 m, será de acero al carbono y se colocará totalmente enterrada.

El depósito inferior y el superior estarán unidos a través de dos conducciones forzadas, una de turbinación y otra de impulsión, que trascorrirán soterradas en un tramo de 530 m para proteger una zona de especial interés ecológico de la isla, llamada “El Cardonal”, espacio de vegetación catalogado como zona LIC (lugar de interés comunitario).

#### **4.2.4 Conducción forzada**

La conducción forzada se construirá con acero soldado, con diámetro interior de 1 m y espesor variables.

Toda la tubería se dispondrá enterrada en zanja sobre un lecho de arena y relleno con productos de la excavación, excepto en las zonas rocosas que será exterior.

Para evitar los fenómenos corrosivos, toda la tubería dispondrá de un sistema de protección catódica que tendrá control con indicador del estado en que están los ánodos de sacrificio u otro control adecuado que garantice la completa protección de la tubería.

La conducción forzada en la salida del depósito superior, en sitio adecuado a definir, se dispondrá de una sección anular embridada donde se instalará un

medidor de caudal de ultrasonido de haces cableados a una caja de terminal adyacente.

El distribuidor de alta presión permitirá el flujo de agua con caudales variables en bombeo y turbinado, circulando por la tubería forzada el caudal diferencial. La velocidad del agua en el interior del distribuidor será muy baja para minimizar las pérdidas de carga.

Tanto a la entrada de la central hidroeléctrica, central de bombeo, distribuidor de alta presión y salida del depósito superior se colocarán válvulas de salvaguarda que permitirán el control y mantenimiento de la tubería.

#### **4.2.5 Central de bombeo**

La central de bombeo se situará en un edificio cercano a la central de Llanos Blancos y diseñado específicamente para esta función. Tendrá una dimensión en planta de 77x17 m y en él se alojarán 6 bombas de 500 kW y dos bombas de 1500 kW, dando una potencia total de 6 MW. Se dispondrán en dos grupos, cada uno con tres bombas de 500 kW, una bomba de 1500 kW y un variador de 1500/500 kW.

La central de bombeo estará compuesta por un doble embarrado, utilizando uno de ellos para el arranque mediante un variador de velocidad.

La central tiene una doble finalidad. Por un lado, almacenar la energía eléctrica sobrante en forma de energía potencial embalsada en el depósito superior y por otro lado facilitar el ajuste generación-demanda y reducir los desequilibrios ante contingencias más severas como pérdidas de algún grupo de generación. La potencia absorbida por la central de bombeo será variable, de

forma que le permita ajustarse a las necesidades del sistema eléctrico. El sistema de control de la central será el encargado de la gestión de potencia absorbida por la central de bombeo.

Para ello existen los dos tipos de bombas citados anteriormente:

- Bombas de velocidad variable (2x1500 kW)
- Bombas de velocidad fija (6x500 kW)

Mientras estén en operación, las bombas de velocidad variable funcionarán siempre a caudal y potencia variable en función de la consigna que reciban los accionamientos desde el sistema de control, para la regulación de la frecuencia de red.

En el caso de que exista la necesidad de una mayor absorción de potencia activa, el sistema de control de la central modificará la consigna de velocidad de forma que la potencia absorbida de la bomba aumente. Una vez alcanzado el límite de potencia máxima, correspondiente con la máxima velocidad de la bomba, ésta permanecerá en esta situación, siendo el sistema de control de la central el encargado de arrancar una bomba de velocidad fija para aumentar el consumo de la central de bombeo.

Se apunta a continuación una particularidad de esta instalación; uno de los aspectos más críticos de esta central se relaciona con la necesidad de mitigar los fenómenos transitorios introducidos por la respuesta de los dos transformadores de la central durante el proceso de arranque de los grupos de bombeo. El motivo es el siguiente: los transformadores empleados en la central de Llanos Blancos son de una potencia muy elevada, considerando que la punta de demanda de la isla se sitúa, como se ha mencionado anteriormente en 6.87 MW, mientras que la

potencia de cada trafa es de 7.2 MVA. Por otro lado, la potencia de un transformador determina, en gran medida, la duración y la magnitud de la corriente de magnetización y del transitorio asociado a ella.

Para limitar el problema se ha optado por energizar los transformadores a través de un grupo electrógeno de emergencia previsto en la central hidroeléctrica.

De ese modo, el proceso de magnetización del transformador se hará en una barra independiente específicamente dispuesta para este fin. De esta forma, en caso de realizar la magnetización de un transformador se podrá operar con normalidad el arranque de motores, al disponer de las dos semi-barras de arranque en la subestación de bombeo.

#### **4.2.6 Central hidroeléctrica para turbinado**

La central hidroeléctrica se situará entre el distribuidor de alta presión y el depósito inferior. El ramal de tubería que parte del distribuidor de alta presión, se subdividirá en cuatro para abastecer las turbinas alojadas en la central.

Por las características del salto y para conseguir una mejor regulación se ha optado por poner cuatro turbinas Pelton de eje horizontal acopladas a alternadores síncronos con una potencia unitaria de 2.83 MW, siendo por tanto la potencia total de 11.32 MW.

A las turbinas llega agua procedente de la tubería cuya longitud es 2.350 m y al accionarlas, se producirá electricidad de forma controlada y limpia. El caudal máximo en generación es de  $2 \text{ m}^3/\text{s}$  con un salto bruto máximo de 682 m.

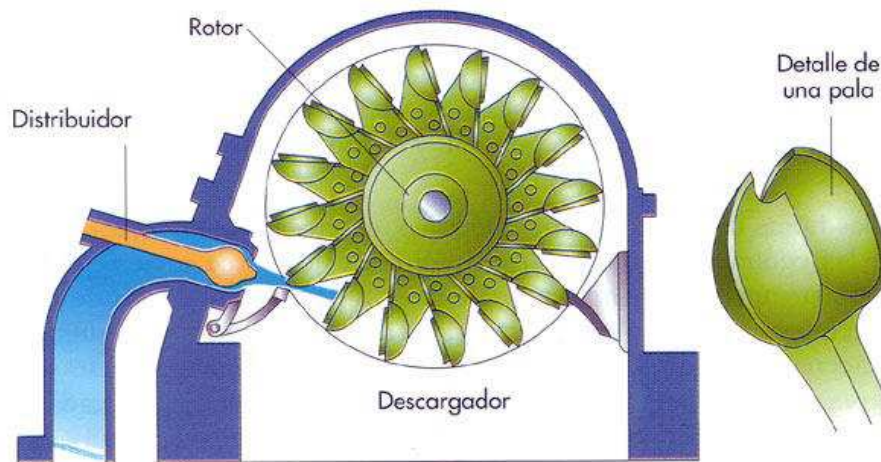


Fig 4.4 Representación de una turbina Pelton de eje horizontal

#### 4.2.7 Parque eólico

Se situará en un paraje natural denominado Pico de los Espárragos, y constará de cinco aerogeneradores de 2 MW de potencia cada uno, dispuestos en la Montaña Rivera, cerca de Valverde, la capital de la isla.

El parque dispondrá de una subestación eléctrica en las proximidades. La evacuación de la energía se realizará a través de una línea realizada con cable enterrado, discurriendo paralelamente a la tubería forzada hasta la central de bombeo, enlazando después con la subestación hidroeléctrica.

#### 4.2.8 Subestación de interconexión entre la central hidráulica, la central de bombeo y el parque eólico

Se sitúa sobre la central de bombeo, cercana a la estación de Llanos Blancos conectando desde allí con la red de abastecimiento eléctrico de la isla, de 20 kV.

#### **4.4 Beneficios derivados del proyecto**

Con este proyecto se evitará el consumo anual de 6.000 toneladas de diésel, que equivale a 40.000 barriles de petróleo que tendrían que llegar importados y en barco a la isla, lo que supone un ahorro de más de 1.8 millones de euros anuales.

Igualmente se evitará la emisión a la atmósfera de 18.700 toneladas al año de CO<sub>2</sub>, principal gas causante del efecto invernadero. Este CO<sub>2</sub> equivale al que podría fijar un bosque de entre 10.000 y 20.000 hectáreas, una superficie equivalente a 20.000 campos de fútbol.

También se evitará la emisión a la atmósfera de 100 toneladas anuales de dióxido de azufre y de 400 toneladas anuales de óxidos de nitrógeno.

Además de la reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero, con el proyecto se mejorará la calidad de vida de los habitantes de la isla y se reducirá su grado de dependencia energética del exterior.

Con esta actuación se pretende demostrar que es viable integrar diferentes fuentes de energía renovable para, de forma combinada, abastecer de energía eléctrica íntegramente a la isla. Se podrá comprobar asimismo que las sinergias entre las distintas fuentes pueden ayudar a aumentar la penetración de renovables en redes débiles.

# CAPÍTULO 5

---

La herramienta de simulación  
PSS/E

## 5. La herramienta de simulación: PSS/E

### 5.1 Introducción al programa

Los cálculos y simulaciones necesarios para este proyecto se han llevado a cabo con PSS/E. PSS/E (*Power System Simulator for Engineering*) es un paquete de programas comercializado por la empresa PTI, propiedad de la multinacional Siemens. Dirigido principalmente al estudio de sistemas de potencia, tanto en el caso estático como en el dinámico, incluye funciones tan diversas como el cálculo de flujos de cargas, análisis de contingencias (cortocircuitos, pérdidas de líneas, desconexiones de grupos, arranques de motores...), construcción de redes equivalentes y simulaciones dinámicas.

PSS/E es una herramienta que sólo trabaja en frecuencia fundamental, es decir, sólo se tienen en cuenta las componentes fundamentales de tensión y de intensidad. De esta forma, la representación que vaya a hacerse de la red puede realizarse mediante la matriz de admitancia de nudos de igual manera que para el estudio del flujo de cargas y así eliminar las ecuaciones diferenciales asociadas a la red.

Para la representación en PSS/E de una red típica no es necesario valerse de ningún lenguaje de programación. El programa contiene modelos de los principales elementos que componen un sistema de potencia convencional. El análisis de redes que integran grupos de generación no convencionales requieren la implementación de modelos nuevos, ya que no responden a ninguno de los que se encuentran definidos en las librerías, y para los que es necesario entrar en el campo de la programación. Este caso aparece reflejado en el proyecto, en el que se utiliza una representación del parque eólico de la Central Hidroeólica de la Isla del Hierro. El modelo de usuario debe ser programado en FORTRAN,



lenguaje totalmente compatible con la versión 30 de PSS/E (IPLAN), la que se usa en este trabajo.

Para llevar a cabo los estudios de red necesarios en el proyecto se utilizan principalmente tres paquetes del PSS/E:

- *Power Flow* : Desde este programa se pueden introducir los datos para realizar el estudio estático de la red, y parte de los que posteriormente se usarán en el caso dinámico. La interfaz del programa permite la introducción de datos de una forma precisa. Desde aquí se calculan también los flujos de cargas y los valores de las corrientes de cortocircuito.
- *PSSDS430* : Es el programa principal del paquete. Realiza el estudio dinámico frente a perturbaciones y además desde él se pueden obtener los mismos resultados que desde Power Flow. Los datos que utiliza pueden provenir, o bien del propio Power Flow (lo habitual, por ser más sencillo) o bien de un fichero de datos .RAW definido por el propio usuario y donde se detallan los valores característicos de cada uno de los elementos del sistema. Utiliza, además, un fichero adicional de datos dinámicos .DYR, definido igualmente por el usuario, que permitirá realizar el análisis de las contingencias.
- *PSSPLT*: Es el programa que permite visualizar por pantalla los resultados de las variables y funciones monitorizados durante la simulación. Utiliza un fichero de datos obtenido desde PSSDS430.

El usuario se comunica con el programa mediante una serie de instrucciones (*activities*). Estas actividades son accesibles desde la línea de comandos del

programa y sirven tanto para extraer información desde el sistema como para realizar alguna acción sobre el mismo.

PSS/E dispone, además, de una estructura de menús por la que se puede también acceder a muchas de estas funciones. El número de ellas es muy extenso, por lo que aquí sólo se irán detallando aquellas utilizadas en el proyecto.

En los siguientes epígrafes se detallará el proceso utilizado para realizar las simulaciones dinámicas que se muestran en el proyecto. Se ha procurado hacer para que sea comprensible para un usuario no habituado al uso de esta aplicación informática. Resulta, sin duda, la mejor manera de mostrar cuál ha sido el camino a seguir para obtener el objetivo final [12].

## **5.2 Módulo estático (Power Flow)**

### **5.2.1 Manejo de casos estáticos**

Para comprender el funcionamiento de PSS/E es necesario definir primero cómo es la estructura de datos sobre la que se trabaja. El programa utiliza ficheros con extensión .RAW, con un determinado formato. En estos ficheros se pueden distinguir una serie de bloques principales:

- Bloque de nudos
- Bloque de cargas
- Bloque de generadores
- Bloque de líneas
- Bloque de transformadores

Los escenarios que se definen se denominan *casos* y son guardados en un fichero con extensión *.SAV*. Al usar la opción *SAVE* en el *Power Flow* se nos permite guardar varios archivos con distintas extensiones. Los principales son:

*.SAV*: guarda el escenario, el *caso*.

*.RAW*: genera automáticamente un fichero que guarde las características de los distintos elementos y que será el que se utilice como punto de partida en los casos dinámicos.

*.SEQ*: genera un fichero que contiene la información sobre las secuencias positiva, negativa y cero de los elementos. Se utiliza después para el cálculo de los cortocircuitos.

Como se ha mencionado en el apartado anterior, la forma más recomendable de introducir los datos es utilizando la interfaz del módulo *Power Flow*. Una vez guardados, los casos pueden ser cargados en memoria mediante la función *CASE*.

### 5.2.2 Introducción de datos de la red

La interfaz del programa muestra un aspecto como el que se observa en la siguiente imagen.

En las pestañas de la parte inferior de la ventana se encuentran todos los tipos de datos que se pueden introducir desde esta interfaz, pero sólo se explicarán los utilizados en el trabajo, que son los que se citan en el epígrafe anterior. Se describe a continuación, clasificados por tipos, la forma de introducir los datos que corresponda a las características de los elementos principales utilizados en este caso [13].

Bus Number	Bus Name	Base kV	Area Number	Area Name	Zone Number	Zone Name	Owner Number	Owner Name	Code	G-Shunt (MW)	B-Shunt (MVAR)	Voltage (pu)	Angle (deg)	G-neg (pu)	B-neg (pu)
1	LLANOS	20.0	2	AREAHDREOL	1	LLANOS	1	HIERRO	1	0.00	0.00	0.9825	-1.38	0.00000	0.00000
2	NUDO_2	20.0	2	AREAHDREOL	1	LLANOS	1	HIERRO	1	0.00	0.00	0.9825	-1.38	0.00000	0.00000
7	NUDO_7	20.0	2	AREAHDREOL	1	LLANOS	1	HIERRO	1	0.00	0.00	0.9825	-1.38	0.00000	0.00000
16	NUDO_16	20.0	2	AREAHDREOL	1	LLANOS	1	HIERRO	1	0.00	0.00	0.9825	-1.38	0.00000	0.00000
69	NUDO_69	20.0	2	AREAHDREOL	1	LLANOS	1	HIERRO	1	0.00	0.00	0.9825	-1.38	0.00000	0.00000
101	DESEL09	0.4	2	AREAHDREOL	1	LLANOS	1	HIERRO	4	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00000	0.00000
102	DESEL10	0.4	2	AREAHDREOL	1	LLANOS	1	HIERRO	2	0.00	0.00	1.0000	-0.00	0.00000	0.00000
103	DESEL11	0.4	2	AREAHDREOL	1	LLANOS	1	HIERRO	4	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00000	0.00000
104	DESEL12	0.4	2	AREAHDREOL	1	LLANOS	1	HIERRO	2	0.00	0.00	1.0000	0.61	0.00000	0.00000
105	DESEL13	0.4	2	AREAHDREOL	1	LLANOS	1	HIERRO	2	0.00	0.00	1.0000	0.61	0.00000	0.00000
106	DESEL07	0.4	2	AREAHDREOL	1	LLANOS	1	HIERRO	4	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00000	0.00000
107	DESEL15	6.3	2	AREAHDREOL	1	LLANOS	1	HIERRO	2	0.00	0.00	1.0000	1.99	0.00000	0.00000
108	DESEL14	6.3	2	AREAHDREOL	1	LLANOS	1	HIERRO	2	0.00	0.00	1.0000	1.97	0.00000	0.00000
109	MOVIL01	0.4	2	AREAHDREOL	1	LLANOS	1	HIERRO	2	0.00	0.00	1.0000	-0.32	0.00000	0.00000
150	SUBHDRA	20.0	2	AREAHDREOL	2	BOMBEO	1	HIERRO	4	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00000	0.00000
151	TRAF1BOMB	20.0	2	AREAHDREOL	2	BOMBEO	1	HIERRO	4	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00000	0.00000
153	TRAF3BOMB	20.0	2	AREAHDREOL	2	BOMBEO	1	HIERRO	4	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00000	0.00000
200	BUSBOM1	6.6	2	AREAHDREOL	2	BOMBEO	1	HIERRO	4	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00000	0.00000
210	BUSBOM2	6.6	2	AREAHDREOL	2	BOMBEO	1	HIERRO	4	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00000	0.00000
171	TRAF1PELT	20.0	2	AREAHDREOL	3	TURBINAS	1	HIERRO	4	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00000	0.00000
172	TRAF2PELT	20.0	2	AREAHDREOL	3	TURBINAS	1	HIERRO	4	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00000	0.00000
173	TRAF3PELT	20.0	2	AREAHDREOL	3	TURBINAS	1	HIERRO	4	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00000	0.00000
174	TRAF4PELT	20.0	2	AREAHDREOL	3	TURBINAS	1	HIERRO	4	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00000	0.00000
181	PELTON01	6.3	2	AREAHDREOL	3	TURBINAS	1	HIERRO	4	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00000	0.00000
182	PELTON02	6.3	2	AREAHDREOL	3	TURBINAS	1	HIERRO	4	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00000	0.00000
183	PELTON03	6.3	2	AREAHDREOL	3	TURBINAS	1	HIERRO	4	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00000	0.00000
184	PELTON04	6.3	2	AREAHDREOL	3	TURBINAS	1	HIERRO	4	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00000	0.00000
250	BARREFOI	20.0	2	AREAHDREOL	4	PEFOICO	1	HIERRO	4	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00000	0.00000

Fig. 4.1 - Interfaz de PSS/E (Power Flow)

### 5.2.2.1 Nudos (Buses)

**BUS NUMBER:** Número de nudo

**BUS NAME:** Nombre del nudo

**BASE KV:** Tensión base

**AREA :** Número y nombre de cada área del sistema. Cada una de las áreas que se definan necesitará un nudo balance

**CODE:** Dependiendo del tipo de nudo que haya en el sistema. 1, si es un nudo PQ, 2 para nudos PU, 3 para el nudo balance y 4 si el nudo se encuentra desconectado.

**G-SHUNT/B-SHUNT:** Conductancia/Susceptancia de conexión del nudo a tierra.

**VOLTAGE (p.u.):** Tensión en el nudo. 1, como valor por defecto para el cálculo del flujo de cargas.

**ANGLE:** Ángulo. 0 por defecto como valor de inicio para el cálculo del flujo de cargas.

**G-NEG/B-NEG:** Valores de secuencia negativa de la conductancia/susceptancia del nudo a tierra.

**G-ZERO/B-ZERO:** Valores de secuencia cero de la conductancia/susceptancia del nudo a tierra.

#### 5.2.2.2 Cargas (Loads)

**ID:** identificador de la carga.

**STATUS:** 1, si la carga está conectada en ese caso y 0 si está desconectada

Las cargas pueden representarse como una composición de tres sumandos, dependiendo de la parte que dependa de la potencia, de la corriente o de la admitancia.

**PLOAD/QLOAD :** parte que depende de la potencia (en MW/MVAr)

**IPLOAD/IQLOAD :** parte que depende de la intensidad (en MW/MVAr)

**YPLOAD/YQLOAD:** parte que depende de la admitancia (en MW/MVAr)

#### 5.2.2.3 Generadores (Machines/Plants)

**BUS NUMBER/BUS NAME:** número y nombre del nudo.

**ID:** identificador de la máquina.

**STATUS:** 1 para el generador conectado y 0 para desconectado.

**PGEN:** potencia en MW que da el generador

**PMAX/PMIN:** límites de potencia activa del generador.

**QGEN:** potencia reactiva en MVAr que da el generador.

**QMAX/QMIN:** límites de potencia reactiva del generador

**MBASE:** potencia base en MVA de los generadores. Los valores en p.u. de resistencias y reactancias estarán referidos a esta base.

**RG-POS/XG-POS:** resistencia y reactancia de secuencia positiva del generador.

**RG-NEG/XG-NEG:** resistencia y reactancia de secuencia negativa del generador

**RG-ZERO/XG-ZERO:** resistencia y reactancia de secuencia cero del generador.

Hay que tener en cuenta que aquí debe ir incluida la conexión de puesta a tierra de los grupos.

En el caso de que se quiera incluir el transformador de grupo junto al generador, es decir, definir un grupo de generación, también debe hacerse desde aquí. Cada grupo debe ir así mismo definido en la pestaña PLANTS.

#### 5.2.2.4 Líneas (Branches)

**FROM BUS/TO BUS:** Nudos inicial y final entre los que se encuentra la línea

**ID:** identificador de la línea

**LINE R/LINE X:** resistencia y reactancia de la línea

**RATE A/RATE B/RATE C:** representan las capacidades térmicas de la línea. PSS/E permite almacenar tres valores en función de la temperatura. Por defecto se utiliza RATE A.

**LINE G/LINE B (FROM):** conductancia y susceptancia del nudo origen.

**LINE G/LINE B (TO):** conductancia y susceptancia del nudo destino.

**LENGTH:** longitud de la línea.

**R-ZERO/X-ZERO:** resistencia y reactancia de secuencia cero de la línea.

**ZERO SEQ G/ZERO SEQ B (FROM):** secuencias cero de la conductancia y susceptancia conectada en el nudo origen.

**ZERO SEQ G/ZERO SEQ B (TO):** secuencias cero de la conductancia y susceptancia conectada en el nudo destino.

#### 5.2.2.5 Transformadores de dos devanados (2 Windings Trans)

**FROM BUS/TO BUS:** Nudos inicial y final entre los que se encuentra el transformador.

**ID:** identificador del transformador.

**WINDING 1 SIDE:** Permite seleccionar en cuál de los nudos se sitúa el devanado del primario

**CONTROLLED SIZE:** para el caso de transformadores con tomas

**R/X:** resistencia/reactancia del transformador.

**RATE A/RATE B/RATE C:** capacidades térmicas de la máquina

**WINDING MVA:** potencia del transformador.

**CONNECT CODE:** código que depende de la conexión de los devanados. En el caso de este proyecto se ha utilizado 3 (triángulo en el lado de baja tensión y estrella con el neutro rígido a tierra) para los grupos de generación y 2 (la estrella puesta a tierra con una impedancia) para los transformadores de las bombas.

**R-GROUND/X-GROUND:** resistencia/reactancia de puesta a tierra.

**R-ZERO/X-ZERO:** valores de secuencia cero de la resistencia y la reactancia del transformador.

#### 5.2.2.6 Otros elementos

Los bloques descritos son los utilizados para el trabajo que nos ocupa. Sin embargo, PSS/E admite otros grupos de elementos cuya descripción no se va a llevar a cabo, tales como transformadores de tres devanados, líneas de corriente continua, etc.

### 5.2.3 La red en estudio

La red que se va a estudiar corresponde al sistema eléctrico de la Isla del Hierro. Consta de trece grupos de generación. De ellos, nueve forman parte de la central térmica de Llanos Blancos, que abastece actualmente a la isla. Los otros cuatro son los generadores hidráulicos conectados a las turbinas Pelton. Hay además un parque eólico con cinco máquinas de 2.3 MW. Existe además una central de bombeo con ocho bombas, dos de las cuales son de regulación y cuatro líneas de distribución que abastecen las cuatro zonas principales en las que se divide la isla.

El esquema general de la red estudiada se muestra en la figura 5.2:

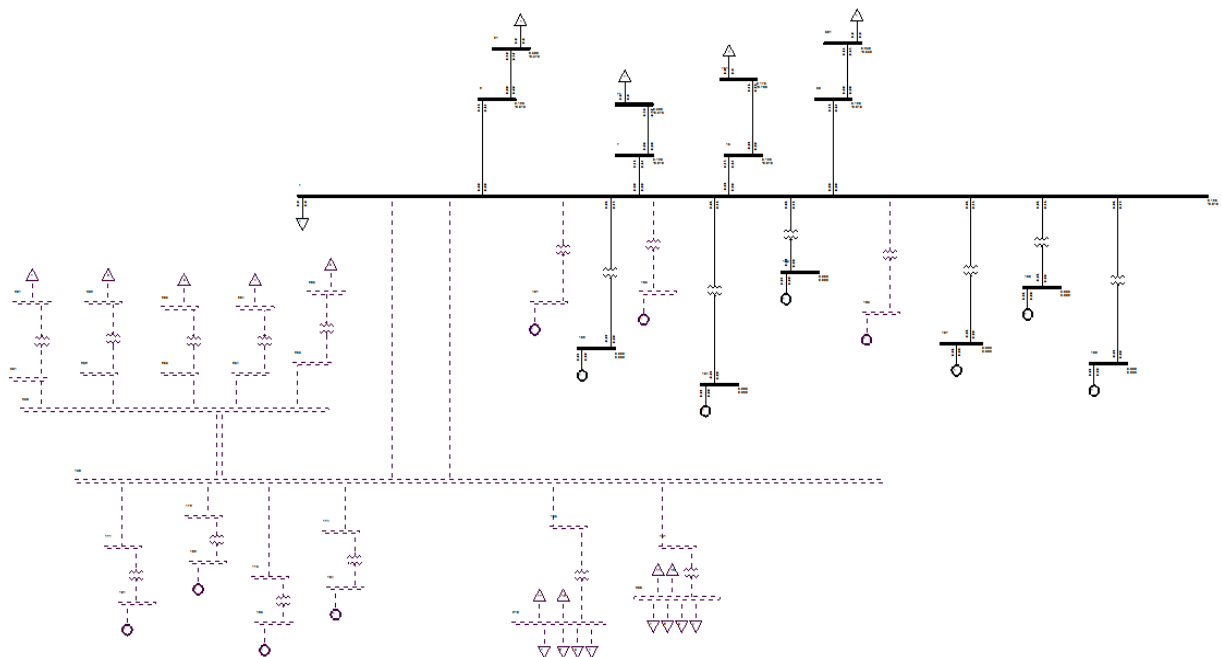


Fig. 5.2 – Esquema general de la red



Con todos estos datos el fichero .RAW debe contener los siguientes elementos:

- 42 nudos
- 24 líneas
- 22 cargas
- 13 generadores
- 20 transformadores

El caso reflejado en el esquema de la figura 5.2 se corresponde con el escenario denominado “punta diésel”, es decir, cuando toda la carga de la isla se alimenta exclusivamente de la central térmica. De ahí que sólo la zona correspondiente a la C.T. de Llanos Blancos aparezca como activa (en línea continua).

En las siguientes páginas se representa un ejemplo de fichero de datos .RAW utilizados. Cada uno de los escenarios de generación simulados necesita su propio fichero. Corresponde, al igual que la figura anterior, al caso punta diésel. El fichero es muy largo, por lo que, a modo de ejemplo, se representa sólo una fracción de los datos de cada bloque. Las partes omitidas se sustituyen por [...] Los campos representan los datos de forma secuencial según lo descrito en el apartado 5.2.2

0, 100.00 / PSS/E-30.0 SAT, DEC 05 2009 9:49

FLUJO DE CARGAS

SIN CENTRAL HIDROEÓLICA

[...]

106,'DIESEL07	'	0.4000,4,	0.000,	0.000,	2,	1,1.00000,	0.0000,	1
101,'DIESEL09	'	0.4000,4,	0.000,	0.000,	2,	1,1.00000,	0.0000,	1
102,'DIESEL10	'	0.4000,2,	0.000,	0.000,	2,	1,1.00000,	0.0000,	1
103,'DIESEL11	'	0.4000,4,	0.000,	0.000,	2,	1,1.00000,	0.0000,	1

```
104,'DIESEL12 ', 0.4000,2, 0.000, 0.000, 2, 1,1.00000, 0.0000, 1
105,'DIESEL13 ', 0.4000,2, 0.000, 0.000, 2, 1,1.00000, 0.0000, 1
108,'DIESEL14 ', 6.3000,2, 0.000, 0.000, 2, 1,1.00000, 0.0000, 1
107,'DIESEL15 ', 6.3000,2, 0.000, 0.000, 2, 1,1.00000, 0.0000, 1
109,'MOVIL01 ', 0.4000,2, 0.000, 0.000, 2, 1,1.00000, 0.0000, 1
```

[...]

#### 0 / END OF LOAD DATA, BEGIN GENERATOR DATA

```
'DIESEL07 0.4000','1 ', 0.000, 0.000, 0.530, -0.530,1.00000, 0 , 0.960,
0.01000, 0.30000, 0.00000, 0.00000,1.00000,0, 100.0, 0.780, 0.000, 1,1.0000
'DIESEL09 0.4000','1 ', 0.000, 0.000, 0.810, -0.810,1.00000, 0 , 1.370,
0.01000, 0.12840, 0.00000, 0.00000,1.00000,0, 100.0, 1.100, 0.000, 1,1.0000
'DIESEL10 0.4000','1 ', 0.000, 0.000, 1.040, -1.040,1.00000, 0 , 1.820,
0.01000, 0.12840, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0, 1.460, 0.000, 1,1.0000
'DIESEL11 0.4000','1 ', 0.000, 0.000, 1.040, -1.040,1.00000, 0 , 1.820,
0.01000, 0.12840, 0.00000, 0.00000,1.00000,0, 100.0, 1.460, 0.000, 1,1.0000
'DIESEL12 0.4000','1 ', 0.000, 0.000, 1.040, -1.040,1.00000, 0 , 1.830,
0.01000, 0.12840, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0, 1.460, 0.000, 1,1.0000
'DIESEL13 0.4000','1 ', 0.000, 0.000, 1.040, -1.040,1.00000, 0 , 1.830,
0.01000, 0.12840, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0, 1.460, 0.000, 1,1.0000
'DIESEL14 6.3000','1 ', 0.000, 0.000, 1.870, -1.600,1.00000, 0 , 3.130,
0.00000, 0.12000, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0, 2.500, 0.000, 1,1.0000
'DIESEL15 6.3000','1 ', 0.000, 0.000, 1.420, -1.240,1.00000, 0 , 2.360,
0.00000, 0.12000, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0, 1.890, 0.000, 1,1.0000
'MOVIL01 0.4000','1 ', 0.000, 0.000, 1.000, -1.040,1.00000, 0 , 1.820,
0.01000, 0.12000, 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0, 1.280, 0.000, 1,1.0000
```

[...]

#### 0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN BRANCH DATA

```
'LLANOS 20.000','NUDO_16 20.000','1 ', 0.00000, 0.00010, 0.00000, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
'LLANOS 20.000','NUDO_2 20.000','1 ', 0.00000, 0.00010, 0.00000, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
'LLANOS 20.000','NUDO_69 20.000','1 ', 0.00000, 0.00010, 0.00000, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
'LLANOS 20.000','NUDO_7 20.000','1 ', 0.00000, 0.00010, 0.00000, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
```

```
'LLANOS 20.000','SUBHIDRA 20.000','1 ', 0.00000, 0.00010, 0.00000, 10.00, 0.00,
0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,0, 0.00, 1,1.0000
'LLANOS 20.000','SUBHIDRA 20.000','2 ', 0.00000, 0.00010, 0.00000, 10.00, 0.00,
0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,0, 0.00, 1,1.0000
'NUDO161 20.000','NUDO_16 20.000','1 ', 0.07660, 0.09650, 0.00000, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
'NUDO21 20.000','NUDO_2 20.000','1 ', 0.26840, 0.10300, 0.00000, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
'NUDO691 20.000','NUDO_69 20.000','1 ', 0.15320, 0.10250, 0.00000, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
'NUDO71 20.000','NUDO_7 20.000','1 ', 0.26840, 0.10300, 0.00000, 0.00, 0.00,
0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1, 0.00, 1,1.0000
```

[...]

#### 0 / END OF BRANCH DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA

```
'DIESEL09 0.4000','LLANOS 20.000', 0 , '1 ',1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,'TRAFO1
',0, 1,1.0000
0.60000, 2.83000, 2.00
1.00000, 0.000, 0.000, 2.00, 0.00, 0.00, 0, 'LLANOS 20.000', 1.05000, 0.95000,
1.10000, 0.90000, 5, 0, 0.00000, 0.00000
1.00000, 0.000
'DIESEL10 0.4000','LLANOS 20.000', 0 , '1 ',1,1,1, 0.00000, 0.00000,1,'TRAFO2
',1, 1,1.0000
0.60000, 3.39000, 2.00
1.00000, 0.000, 0.000, 2.00, 0.00, 0.00, 0, 'LLANOS 20.000', 1.05000, 0.95000,
1.10000, 0.90000, 5, 0, 0.00000, 0.00000
1.00000, 0.000
'DIESEL11 0.4000','LLANOS 20.000', 0 , '1 ',1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,'TRAFO3
',0, 1,1.0000
0.60000, 3.39000, 1.60
1.00000, 0.000, 0.000, 1.60, 0.00, 0.00, 0, 'LLANOS 20.000', 1.05000, 0.95000,
1.10000, 0.90000, 5, 0, 0.00000, 0.00000
1.00000, 0.000
```

[...]

#### 0/ END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN AREA DATA

```
2,'DIESEL10 0.4000', 0.000, 10.000,'AREAHIDREOL '
```

```
0 / END OF AREA DATA, BEGIN TWO-TERMINAL DC DATA
0 / END OF TWO-TERMINAL DC DATA, BEGIN VSC DC LINE DATA
0 / END OF VSC DC LINE DATA, BEGIN SWITCHED SHUNT DATA
0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN IMPEDANCE CORRECTION DATA
0 / END OF IMPEDANCE CORRECTION DATA, BEGIN MULTI-TERMINAL DC DATA
0 / END OF MULTI-TERMINAL DC DATA, BEGIN MULTI-SECTION LINE DATA
0 / END OF MULTI-SECTION LINE DATA, BEGIN ZONE DATA
  1,'LLANOS    '
  2,'BOMBEO    '
  3,'TURBINAS  '
  4,'PEOLICO   '
0 / END OF ZONE DATA, BEGIN INTER-AREA TRANSFER DATA
0 / END OF INTER-AREA TRANSFER DATA, BEGIN OWNER DATA
  1,'HIERRO    '
0 / END OF OWNER DATA, BEGIN FACTS DEVICE DATA
0 / END OF FACTS DEVICE DATA
```

Con el módulo estático descrito en esta parte del trabajo se pueden realizar muchas acciones. Una de ellas es resolver un flujo de cargas, cuya resolución es imprescindible para realizar simulaciones dinámicas.

PSS/E cuenta con varios métodos de resolución de flujos de cargas. Los más utilizados son:

*Métodos de Newton.* Cuenta con variantes como el método de Newton-Raphson completo (FNLS) o el método de Newton-Raphson desacoplado (FDSL).

*Métodos de Gauss.* Tanto Gauss-Seidel (SOLV) como Gauss-Seidel modificado (MSLV).

Todas las opciones son configurables en cuanto a tolerancias de convergencias, amplitud de paso y otras características. Si además se selecciona la opción FLAT START los nudos se inicializan para el cálculo en un valor de

Cuando se realiza un flujo de cargas con PSS/E el programa informa por pantalla del resultado de la convergencia y del error cometido. A continuación se muestra, en la figura 5.3, un ejemplo con el mismo escenario tratado en los epígrafes anteriores.

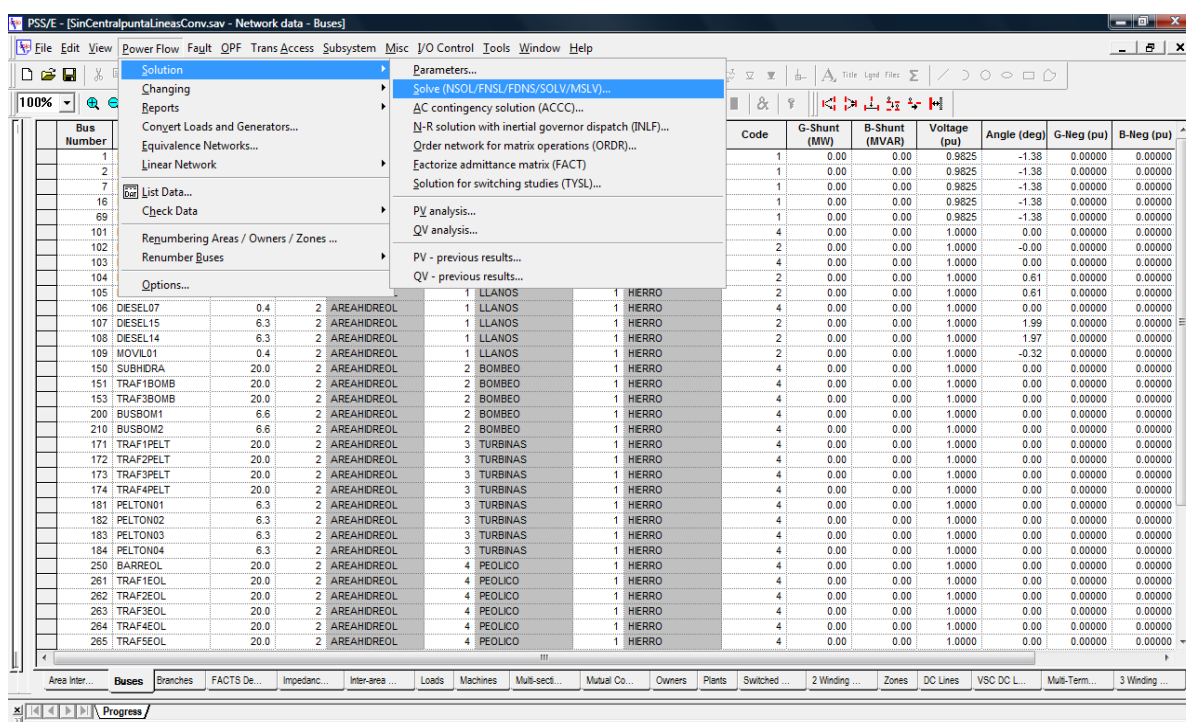


Fig. 5.3 – Obtención de un flujo de cargas con PSS/E

Se accede así a la interfaz del programa en la que se permite elegir el algoritmo de resolución del flujo de cargas, la tolerancia, el máximo número de iteraciones, etc. El resultado del cálculo se muestra en la forma que se observa en la figura 5.4.

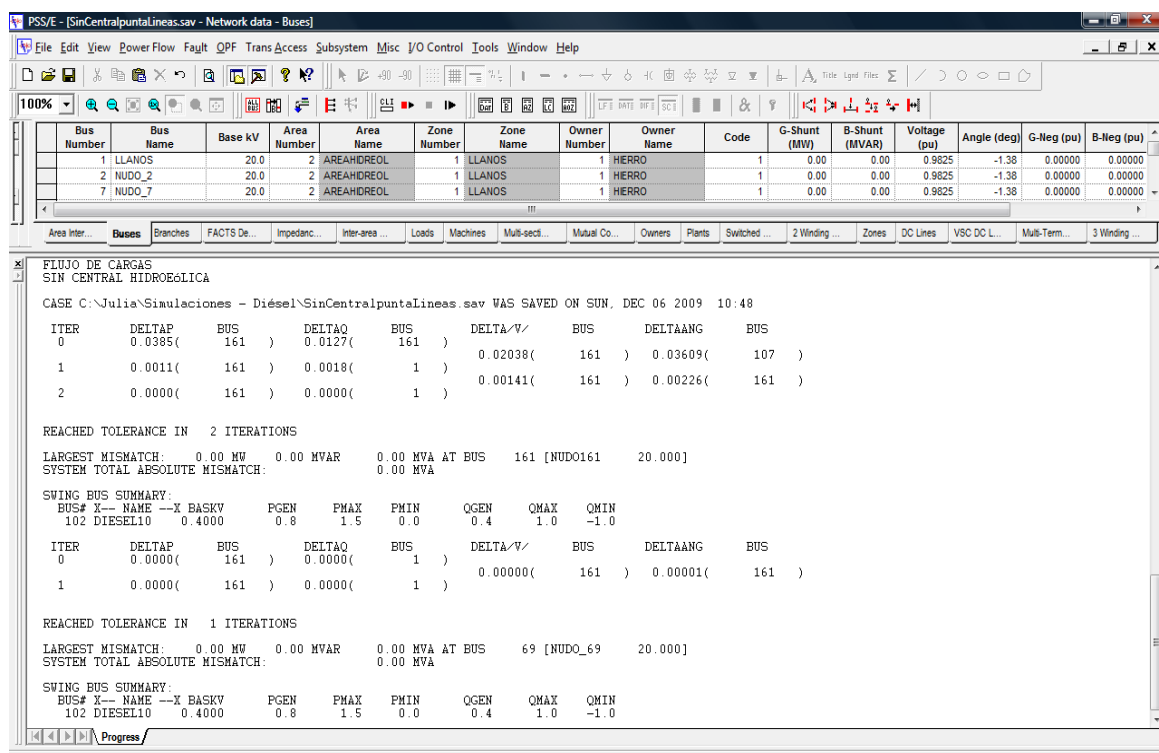


Fig. 5.4 – Resultado de un flujo de cargas con PSS/E

## 5.3 Módulo dinámico (PSSDS430)

### 5.3.1 Dinámica de los sistemas de potencia

Un sistema eléctrico de potencia está constituido por una serie de elementos interconectados que forman un complejo conjunto capaz de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica. El funcionamiento de todos estos elementos está interrelacionado. Como resultado de esta interacción aparecen una serie de fenómenos dinámicos que, a su vez, afectan a todos ellos. Las acciones dinámicas que ocurren en los sistemas de potencia pueden clasificarse en función de la causa, de las consecuencias, del carácter físico o del punto de la red en el que ha tenido lugar.

Es importante estudiar cómo responde un sistema de potencia ante cambios producidos en la demanda o por ciertos tipos de perturbación. En este proyecto se analizará la respuesta del sistema frente a grandes perturbaciones producidas, o bien por cortocircuitos, o por la pérdida de alguna línea de las que se consideran más importantes ( la línea principal de distribución o la línea que conecta la nueva central hidroeléctrica a la misma barra en la que ya estaba conectada la C.T. Llanos Blancos).

Para los estudios dinámicos se utilizan modelos extensivos en los que se incluyen los sistemas de control de los generadores y en los que se trata de comprobar si el sistema es capaz de recuperar la estabilidad después de la perturbación. Un sistema eléctrico debe responder ante las contingencias sin que el sistema se vuelva ingobernable o se provoquen fallos en cascada evitando, en lo posible, el indeseable deslastre de las cargas conectadas.

### **5.3.2 Modelos**

#### **5.3.2.1 Modelos definidos en el programa**

##### **5.3.2.1.1 Generadores**

Los generadores síncronos son los que se encargan de producir la mayor parte de la energía eléctrica que se consumirá en la red. Su dinámica es fundamental para determinar la estabilidad del sistema después de que se haya producido una perturbación. Por ello, es imprescindible encontrar un modelo para estudiar adecuadamente estos generadores.

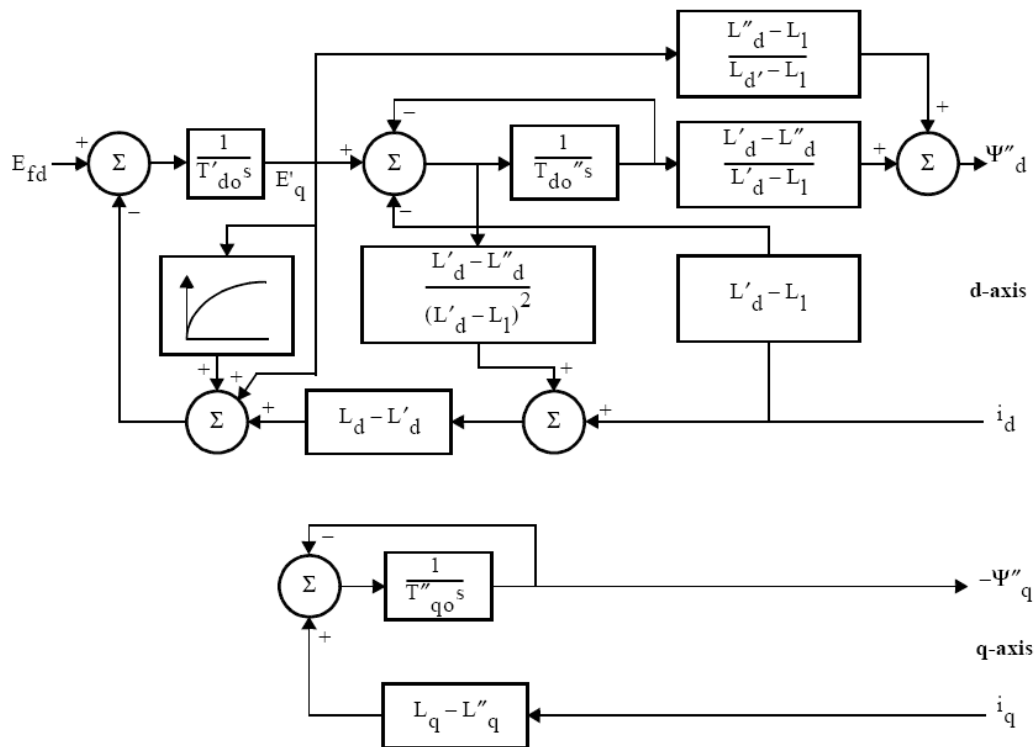
PSS/E admite varios modelos de generador síncrono, en función de las características del mismo. El modelo que mejor se adapta a los generadores convencionales en la red objeto de este proyecto es el modelo GENSAL, que corresponde a una máquina síncrona de polos salientes con saturación cuadrática en el eje d. Responde a modelos estándar (2.1. y 2.2.) definidos por el IEEE (*Institute of Electrical and Electronical Engineers*) [14]. Como ya se ha mencionado anteriormente, la dinámica del generador es de especial importancia en los estudios de estabilidad, por lo que se ha creído conveniente estudiar este modelo con mayor grado de detalle. Los resultados alcanzados se muestran en el Anexo ... del proyecto.

La principal suposición que se aplica en los estudios de estabilidad de generadores consiste en despreciar los transitorios electromagnéticos en el devanado del estátor. En realidad la tensión en los terminales del grupo depende de la derivada temporal del flujo estatórico de la máquina según la ley de Faraday. Ahora bien, la constante de tiempo es muy pequeña, por lo que no afecta al transitorio que se pretende analizar. Al aplicar la simplificación anterior se anula esta derivada y se supone que el flujo magnético alcanza instantáneamente el valor final. Las ventajas que se obtienen con esta suposición son:

- Reducción del orden del modelo, del número de ecuaciones diferenciales.
- Simplificación de la resolución de las mismas.

En la figura 5.5 se muestre el diagrama de bloques del modelo implementado en PSS/E para los generadores hidráulicos y diésel. La resolución de este sistema de bloques muestra las ecuaciones que rigen el modelo. El estudio detallado se ha desarrollado en uno de los anexos de este proyecto.





variando la velocidad de la máquina y con ello la frecuencia de la red, que sube cuando disminuye la carga del sistema y viceversa. Para que las máquinas eléctricas operen correctamente es necesario que lo hagan a la frecuencia más cercana posible a la nominal. De no ser así, podrían empezar a funcionar en márgenes inaceptables, se reduciría la potencia que entregan y sería necesario desconectar parte de la carga que alimentan, es decir, deslastrar.

Los modelos de reguladores de velocidad de turbina se diseñan para representar los efectos de las plantas de potencia en la estabilidad de los sistemas eléctricos.

Los modelos de PSS/E tratan de representar los efectos principales que se producen en un grupo generador convencional de gas, de vapor, nuclear o hidráulico.

En el trabajo que nos ocupa se han representado los reguladores de velocidad de las turbinas con dos modelos, HYGOV y DEGOV1.

– Modelo de regulador para los grupos diésel

DEGOV1: Es un modelo para grupo diésel en el que el control del estatismo se hace, o bien con realimentación de la potencia eléctrica, o bien con una estrangulación, es decir, con una posición de la válvula de alimentación que reduzca la inyección de carburante.

Este modelo se basa en un regulador Woodward que tiene un sensor de velocidad, un actuador hidro-mecánico y el generador diésel. La salida del actuador es la posición de la válvula de alimentación de combustible. El modelo DEGOV1 es una variación del modelo DEGOV que se utiliza para sistemas en los

que varios generadores diésel actúan de forma conjunta, que es el caso de la central de Llanos Blancos.

El diagrama de bloques de este modelo se representa en la figura 5.6:

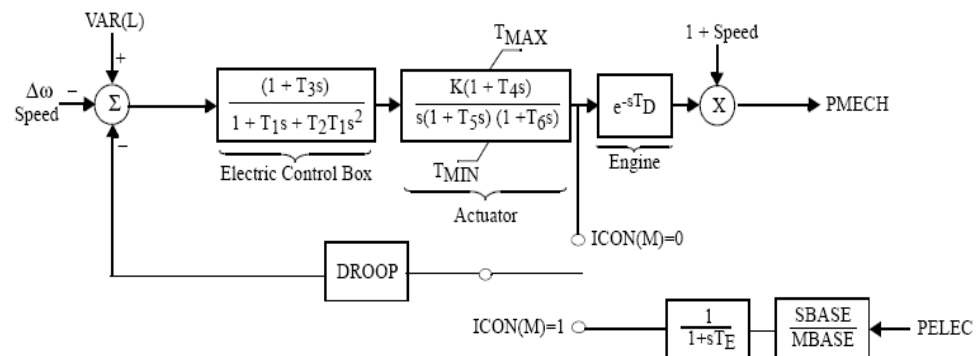


Fig 5.6 – Diagrama de bloques del modelo DEGOV1

En este modelo las referencias son la potencia eléctrica (PELEC) y la velocidad (VAR(L)) y además se cuenta con el incremento de velocidad (la diferencia entre la que se tiene y la que se desea obtener). El lazo de control se cierra con la realimentación. Esto quiere decir que el regulador actúa tanto en la regulación primaria del sistema como en la secundaria.

#### – Modelo de regulador para los grupos hidráulicos

HYGOV: PSS/E dispone de varios modelos para simular los reguladores de velocidad de las turbinas hidráulicas. El que se ha utilizado en este proyecto es HYGOV (modelo no lineal) [15]. Representa al conjunto formado por una turbina hidráulica y un regulador de velocidad para plantas hidroeléctricas que no tienen limitada la altura máxima que se puede alcanzar en los embalses superior e inferior ni posee cámara de carga.

El comportamiento dinámico de un sistema hidráulico está afectado por las características de la conducción forzada que se reflejan en el valor representativo de la inercia del agua, la compresibilidad del agua, y la elasticidad del propio material de la tubería. Los efectos de cada una de estas variables deben ser modelados para estudiar el impacto que tienen en el comportamiento dinámico del sistema.

El diagrama de bloques al que responde este modelo es el de la figura 5.7:

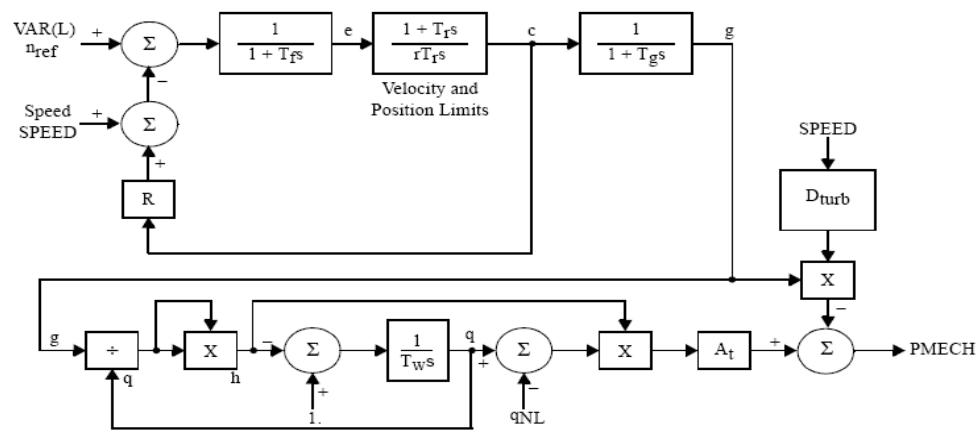


Fig 5.7 – Diagrama de bloques del modelo HYGOV

En este diagrama se observan claramente dos partes. La parte inferior corresponde a la turbina y la parte superior al regulador de velocidad. El parámetro determinante de este modelo es el tiempo de arranque del agua  $T_w$ . Representa el tiempo preciso para acelerar la columna de agua hasta una determinada velocidad tras un cambio en escalón en la admisión de la turbina. Otros parámetros son:  $A_t$ , la ganancia de la turbina, muestra la relación entre el caudal real y el ideal que entra en la turbina.  $T_f$  es la constante de tiempo del filtro del regulador,  $T_r$  la constante de tiempo principal del regulador y  $T_g$ , la del servomotor.

#### 5.2.2.1.4 Sistemas de excitación

El sistema de excitación del generador síncrono regula el régimen de aportación de corriente continua al devanado del rotor participando en el control de tensión y la protección de la máquina, y en la respuesta dinámica de la misma. Las principales funciones del sistema de excitación consisten en el control de tensión y de potencia reactiva y en el control sobre la estabilidad del sistema eléctrico. El sistema de excitación debe ser capaz de responder de forma rápida ante una perturbación para mantener la estabilidad transitoria.

Existen tres tipos principales de sistemas de excitación [16]:

- De continua (*type DC*): utiliza un generador de corriente continua con un conmutador como fuente de potencia del sistema de excitación.
- De alterna (*type AC*): utiliza un alternador y rectificadores estáticos o rotativos para producir la corriente continua necesaria.
- Estático (*type ST*): en el que la fuente de excitación se consigue a través de transformadores y de rectificadores.

En el proyecto se han utilizado dos sistemas de excitación distintos, en función del tipo de generador al que acompañan.

##### – Sistema de excitación para los grupos diésel

EXBAS: Es el modelo del sistema de excitación que más se ajusta al que llevan los grupos térmicos de la central diésel de Llanos Blancos. Es un sistema de corriente alterna con rectificadores de diodos rotativos. Consiste en un alternador principal con rectificadores no controlados. La alimentación al regulador de tensión se toma de una fuente que no es afectada por los

transitorios externos. El diagrama de bloques es el que se muestra en la figura 5.8:

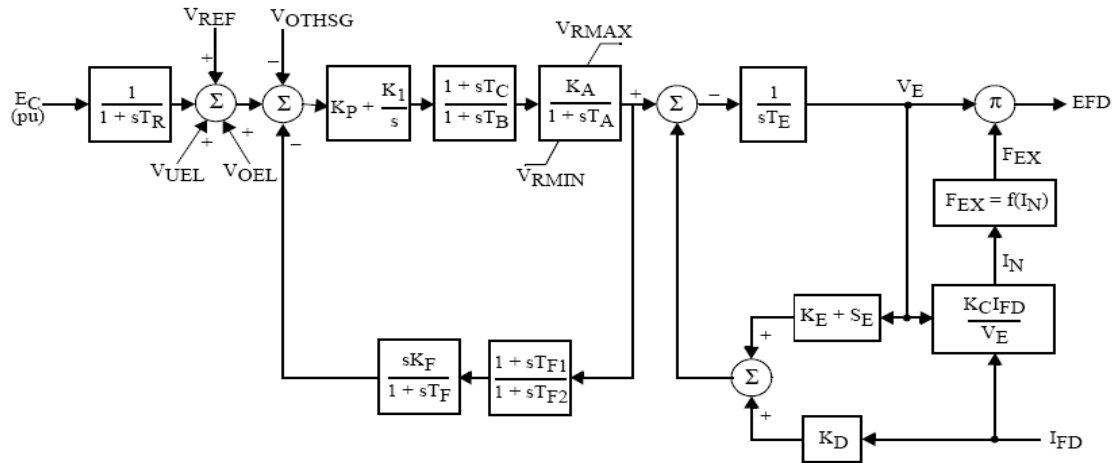


Fig 5.8 – Diagrama de bloques del sistema de excitación EXBAS

El efecto desmagnetizante de la corriente de carga ( $I_{FD}$ ) influye en la respuesta dinámica de la excitación, en la evolución de la tensión de inducido ( $V_E$ ), a través de la realimentación, afectado por la constante  $K_D$ . Esta constante es función de la excitación del generador síncrono y de las reactancias transitorias.

La caída de la tensión en el circuito de la excitación que se produce debido a la acción reguladora del rectificador se simula con la inclusión de una función que realiza la aproximación de la curva de regulación del rectificador  $F_{EX}$ . De otro lado, la reactancia de conmutación se representa por la constante  $K_c$ .

En el modelo, la corriente de campo se obtiene a través de la señal  $V_{FE}$ , que a su vez se evalúa como suma, por un lado de la tensión de la excitación ( $V_E$ ), multiplicada por el término  $K_E + sE$ , y, por otra parte de la corriente  $I_{FD}$  multiplicada por la constante de desmagnetización  $K_D$ .  $SE$  representa el término de saturación.

– Sistema de excitación para los grupos hidráulicos

IEEEEX1: Es el modelo por el que se aproxima el sistema de excitación de los grupos hidráulicos de la central hidroeléctrica. Responde a un estándar definido por el IEEE para sistemas de corriente continua (*modelo DC1*).

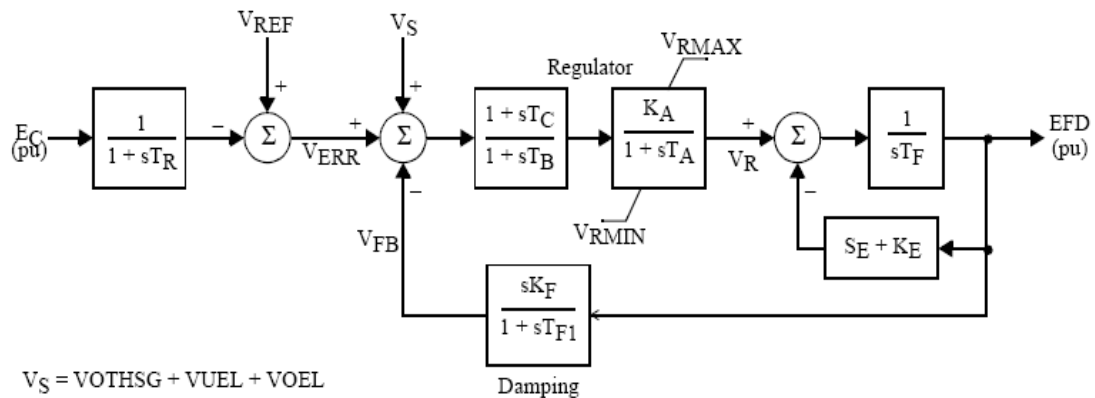


Fig. 5.9 – Diagrama de bloques del sistema de excitación IEEEEX1

El modelo del diagrama de bloques de la figura 5.9 se usa para representar los sistemas de excitación con regulación continua de tensión.

El sistema actúa a partir de la señal de error ( $V_{ERR}$ ) de la tensión de inducido de la máquina. Esta señal actúa sobre un lazo cerrado de control cuya señal de realimentación ( $V_{FB}$ ) se añade a la señal de estabilización ( $V_S$ ) se añade a la de error. En estado estacionario estas dos últimas señales son cero, dejando sólo el error. La señal resultante se amplifica en el regulador. La constante de tiempo  $T_A$  y la ganancia  $K_A$ , asociadas al regulador, son controladas para impedir que se salgan de los límites establecidos. Reguladores de este tipo utilizan fuentes de potencia a las que no le afectan los transitorios breves que ocurren en el generador.

La salida de tensión del regulador (VR) se usa para controlar la excitación. La mayoría de los sistemas de excitación de este tipo tienen un regulador de tensión que opera en modo elevador-reductor (buck-boost). El término SE representa la saturación del excitador y su valor es función de la salida de tensión de campo (EFD).

#### 5.3.2.1.4 Bombas

El conjunto formado por la bomba hidráulica y el motor de inducción que la acciona se simula utilizando el modelo de PSS/E que más se ajusta y que corresponde al bloque CIM6 [18]. Dicho modelo sirve para la representación tanto de motores de simple jaula como de doble jaula y para el estudio tanto en régimen estacionario como en régimen de arranque. Según el tipo de motor de inducción que sea y que se especifica en la constante ICON(M) de la hoja del modelo utiliza uno de los circuitos equivalentes que se muestran en la figura 5.10:

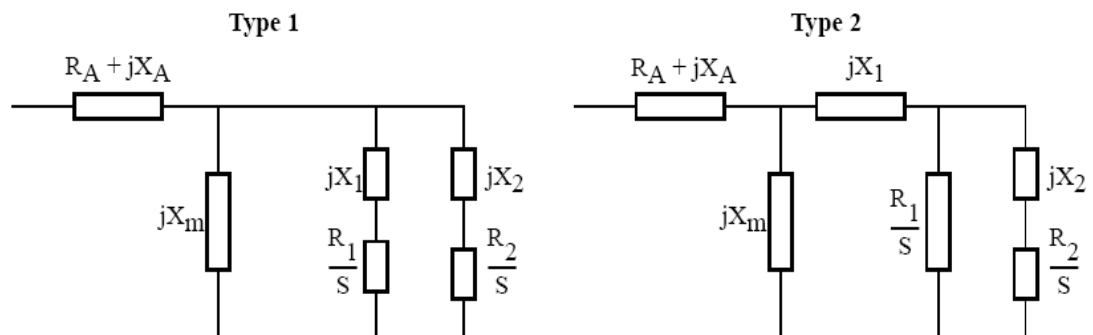


Fig 5.10 Circuitos equivalentes del motor

En dicho modelo CIM6 se evalúan los parámetros del circuito equivalente del motor en régimen transitorio a partir del circuito equivalente estático. Las impedancias del circuito equivalente están todas expresadas en p.u. sobre la



base de potencia del motor en MVA.

El modelo CIM6 dispone además de un relé incorporado que dispara por baja tensión.

El par de la bomba  $T_L$  para este modelo responde ecuación [1]:

$$T_L = T \cdot (A w^2 + B w + C_o + D w^E) \quad [1]$$

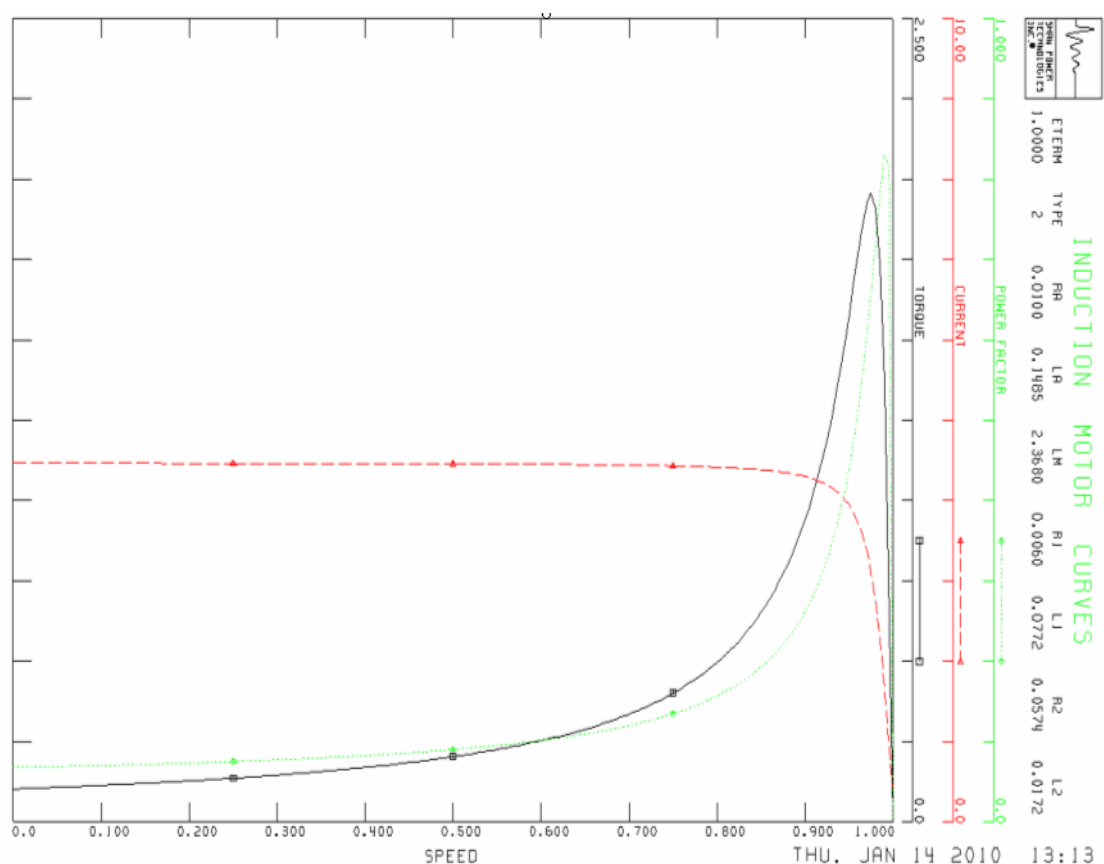
Según las características que se especifican en la hoja de datos que aporta el fabricante sobre la bomba, se asume que el par de carga es simplemente responde a una ecuación de segundo orden, o lo que es lo mismo, que  $B=D=0$ .

El valor de las constantes  $A$  y  $C_o$  queda ajustado a los siguientes valores:

$$A = 1.4572$$

$$C_o = 0.06367$$

Para los motores que se utilizan en el proyecto se ha obtenido con PSS/E la representación de las curvas de par, del factor de potencia y de la corriente en función de la velocidad. Estas gráficas se muestran en la figura 5.11.

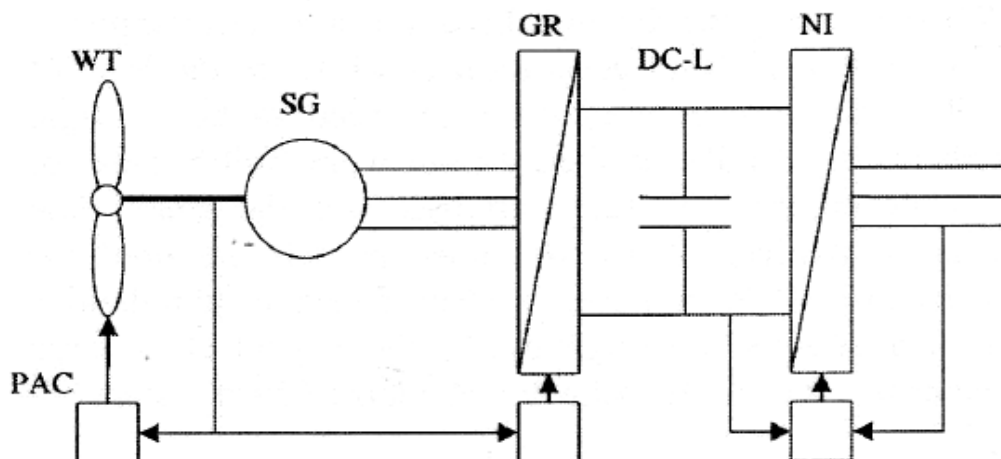


### 5.3.2.2 Modelos definidos por el usuario . El aerogenerador

PSS/E dispone de modelos para la práctica totalidad de cargas y generadores con nivel de detalle suficiente para realizar simulaciones dinámicas. No obstante, en el caso de que el usuario necesite un modelo que no esté implementado en las librerías del programa, como ocurre en este caso se pueden programar modelos específicos por parte del usuario para luego integrarlos en la plataforma PSS/E. Estos modelos se deben programar en un lenguaje propio de PSS/E, denominado IPLAN y que es totalmente compatible con el entorno de FORTRAN.

Esto permite al usuario personalizar y controlar la ejecución del modelo en todo instante, programar los lazos de control, crear gráficas, tablas e informes

En el caso que nos ocupa se ha desarrollado un modelo de usuario [19] de aerogenerador, de tecnología de generación síncrona de velocidad variable que dispone de un convertidor de acoplamiento entre la red y el generador eléctrico. La figura 5.12 muestra un esquema general de la constitución del sistema eólico que se pretende simular.



La turbina eólica está compuesta por un rotor de tres palas, que dispone de un mecanismo capaz de realizar una regulación dinámica del ángulo de calado  $\beta(t)$  de sus palas, coordinado con el mantenimiento de la velocidad de giro de su eje, en un límite determinado.

-95-

dispone de un generador síncrono multipolar, de hasta 50 pares de polos, que permite el acoplamiento directo de ambos sistemas. En la mayoría de los casos el sistema dispone de un generador síncrono convencional, de 2 como mucho 4 pares de polos y, por tanto, precisa de un multiplicador de velocidad.

El generador eléctrico del que dispone esta tecnología es una máquina síncrona de polos salientes con bobinado de excitación de corriente continua albergado en el rotor y con un sistema electrónico para el control sobre el campo magnético de la máquina.

Una característica inherente a esta tecnología de generación eólica es que se dispone de una composición de dos convertidores electrónicos entre el generador y la red. El primero de estos convertidores (GR en la figura 5.12) es un convertidor CA/CC conectado en los bornes de salida del estátor y que permite controlar el par electromagnético del sistema. De esta manera, se puede llegar siempre al punto en el que se pueda transferir el máximo de energía a la red de enlace de corriente continua, en función del régimen de vientos que reciba. Dependiendo del fabricante, este convertidor puede ser de dos tipos:

- Dos dispositivos electrónicos conectados en cascada: dispone de un primer puente rectificador unidireccional CA/CC no regulado que, simplemente, pasa la tensión de alterna a continua y, a su salida, tiene un chopper CC/CC que regula la intensidad y, con ello, el par.
- Un solo convertidor CA/CC bidireccional regulado, con capacidad de control directo sobre el par electromagnético y sobre el factor de potencia del generador.

Por otro lado, a la salida del convertidor anterior se dispone un convertidor inversor CC/CA conectado entre el condensador que estabiliza el enlace de corriente continua y la red de distribución. La misión del convertidor es transferir, en todo momento, la totalidad de la energía producida por el aerogenerador a la red pero, por otra parte, tiene la capacidad de control sobre el factor de potencia de la instalación, a la vez que mantiene dentro de los límites establecidos los niveles de distorsión armónica favoreciendo que la energía que se introduzca en la red sea de alta calidad.

### 5.3.2.2 Descripción y característica del modelo

El diagrama de bloques de este modelo de simulación y que se observa en la figura 5.12 toma como datos externos a él: la velocidad de viento  $V_v(t)$  y la tensión, en módulo y fase, en el punto de conexión  $U_L(t)$  y  $\varphi_u(t)$  respectivamente. Genera como salidas el módulo y la fase de la intensidad  $I_L(t)$  y  $\varphi_i(t)$  respectivamente, así como la potencia activa  $P_L(t)$  y la potencia reactiva  $Q_L(t)$  en el punto de conexión a red.

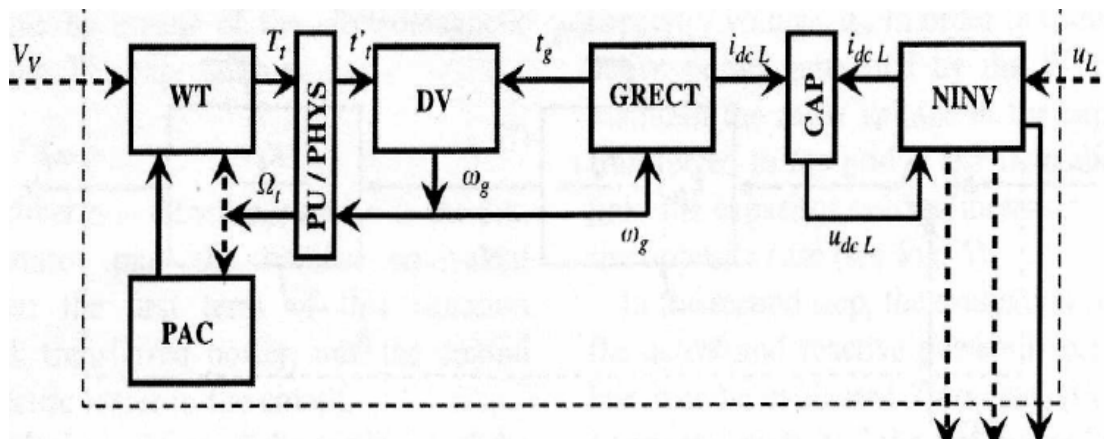


Fig 5.13 Entradas y salidas globales del modelo

A continuación se van a desarrollar los algoritmos matemáticos que han sido implementados en el modelo para simular el funcionamiento dinámico de todas y cada una de las partes de que se compone el sistema. Todas las variables y parámetros se definen en valores por unidad, tomando como base el valor asignado de la potencia, de la tensión y de la velocidad del eje del generador. El modelo se compone de cinco bloques o submódulos de programación, cada uno de ellos, correspondiente a un elemento del aerogenerador, se detallan a continuación.

#### 5.3.2.2.1 Modelo de la turbina eólica

Como ya se ha comentado, se trata de una turbina tripala con un sistema de regulación del ángulo de calado o ángulo de paso  $\beta(t)$  para limitar la potencia extraída de la turbina en regímenes de alta velocidad de viento.

Este módulo tiene dos grandes bloques de simulación, por un lado el bloque que evalúa el par eólico en el eje de la turbina (*WT = wind turbine aerodynamics*) y, por otro, el bloque que evalúa la dinámica del sistema de regulación del ángulo de calado (*PAC = pitch angle controller*).

Los parámetros de la instalación que precisan ser definidos como datos para este módulo de simulación son:

- $C_p(\lambda)$  = característica energética de la turbina. Relación entre la potencia y la velocidad específica para distintos valores del ángulo de calado.
- $R$  = radio del rotor eólico.
- $\rho_v$  = densidad del aire.
- $K_{\beta-p}$ ,  $K_{\beta-i}$ ,  $K_{\beta}$  = coeficientes de proporcionalidad, de integración y de ganancia global del sistema de regulación del ángulo de calado.

- $\beta_{\max}, \beta_{\min}$  = límites máximo y mínimo del ángulo de calado
- $(d\beta/dt)_{\max}, (d\beta/dt)_{\min}$  = límites máximo y mínimo de la velocidad de variación del ángulo de calado.
- $\Omega_{\lim}$  = límite de velocidad del eje de la turbina

Las variables de estado de entrada requeridas por este módulo, cuya evolución dinámica es evaluada por otros módulos del simulador son:

- $\Omega_t(t)$  = velocidad de giro del eje de la turbina. Su evolución dinámica es evaluada por el módulo de transmisión mecánica.

Las variables de estado de entrada realimentadas requeridas por este módulo cuya evolución dinámica es evaluada por el propio módulo son:

- $\beta(t)$  = ángulo de calado
- $d\beta/dt(t)$  = velocidad de giro del mecanismo de variación del ángulo de calado

La evolución dinámica de la variable de salida que calcula este módulo de simulación es  $T_t(t)$ , es decir, el par aportado por el viento al eje de la turbina. Para evaluarlo se utiliza el siguiente algoritmo:

$$T_t(\Omega_t, V_v) = \left[ \frac{1}{2} \Pi R^2 \rho_v \right] \frac{V_v^3}{\Omega_t} C_p(\lambda, \beta) \quad [2]$$

donde el coeficiente de velocidad  $\lambda$ , que representa la relación entre la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento se calcula como:

$$\lambda(\Omega_t, V_v) = \frac{\Omega_t R}{V_v} \quad [3]$$

Se observa que en la expresión anterior del par, se necesita el valor del ángulo de calado, del que depende  $C_p$  que, como se ha dicho, es una variable de estado realimentada. La figura 5.14 muestra el diagrama de bloques del controlador del ángulo de calado (PAC), donde  $K_{\beta-p}$  y  $K_{\beta-i}$  son los coeficientes proporcional e integral del PAC y  $K_{\beta}$  es la constante de primer orden del actuador.

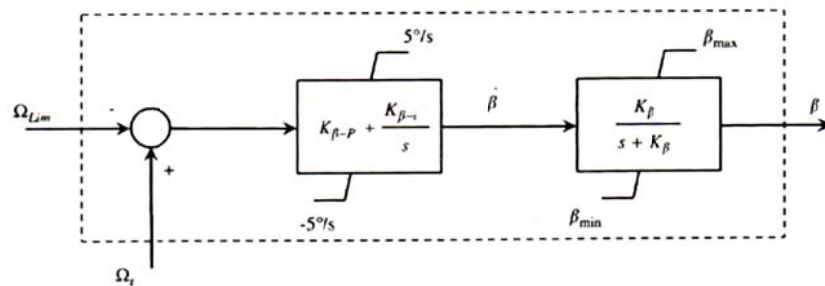


Fig 5.14 Sistema de control del ángulo de calado

En cuanto al valor de la característica energética de la turbina, los fabricantes habitualmente dan la relación entre  $C_p$  y  $\lambda$  para diferentes valores del ángulo de calado. Para evaluar el coeficiente  $C_p$  se utilizan funciones de interpolación que aproximan de forma experimental esta relación, para cada rango de valores instantáneos de  $\lambda$ . De este proceso se obtienen las siguientes expresiones:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5 \left[ \frac{a(\beta)}{\lambda} - b(\beta) \right] e^{-c(\beta)/\lambda} \quad [4]$$

$$0 < \lambda < \lambda_{\max}(\beta)$$

$$C_p(\lambda, \beta) = C_{p \max} \left[ 1 - \frac{\lambda - \lambda_{\max}(\beta)}{\lambda_0(\beta) - \lambda_{\max}(\beta)} \right]^2 \quad [5]$$

$$\lambda_{\max}(\beta) < \lambda < \lambda_0(\beta)$$



donde para cada  $\beta$ ,  $C_{pmax}(\beta)$  es el máximo valor de  $C_p$ ;  $\lambda_{max}(\beta)$  es el valor que toma  $\lambda$  para  $C_{pmax}$ ;  $\lambda_0(\beta)$  es el valor de  $\lambda$  límite por encima del cual  $C_p$  es nulo; y  $a$ ,  $b$  y  $c$  son coeficientes que dependen del ángulo  $\beta$ .

Por último, la evolución dinámica de las variables de estado de salida, evaluadas por este módulo de simulación son:

- $d\beta/dt(t)$  = derivada del ángulo de calado
- $d^2(\beta)/dt^2$  = derivada de la velocidad de giro del mecanismo de variación del ángulo de calado.

La forma de evaluar estas dos últimas derivadas es la siguiente:

El mecanismo de regulación de paso de calado toma como variable de consigna la velocidad del eje de la turbina  $\Omega_t$  y sólo actúa cuando ese valor llega al límite establecido. En ese caso dispone de un regulador en lazo cerrado con acción proporcional-integral (constantes  $K_p$  y  $K_i$ ) sobre el accionador que modifica el ángulo de calado. La operación de este accionador se simula con un sistema de primer orden.

La dinámica descrita para el sistema, mientras no se alcancen los límites de velocidad de giro del mecanismo de variación del ángulo de calado  $(d\beta/dt)_{max}$ ,  $(d\beta/dt)_{min}$ , responde al siguiente algoritmo:

$$\frac{d^2\beta}{dt^2} + K_\beta \frac{d\beta}{dt} = K_\beta \left[ K_{\beta-p} \frac{d\Omega_t}{dt} + K_{\beta-i} (\Omega_t - \Omega_{lim}) \right] \quad [6]$$

En el caso de que se alcance el límite, tanto superior como inferior, la actuación del regulador queda saturada:

$$\frac{d\beta}{dt}=0 \quad [7]$$

$$\frac{d\beta}{dt} = \frac{d\beta_{max}}{dt} = cte \quad [8]$$

#### 5.3.2.2.2 Modelo de la transmisión mecánica

El bloque representado como DV en el esquema general del sistema representa al tren de potencia (*drive train*). Este bloque evalúa la velocidad del generador ( $\omega_g$ ) y requiere como entradas el par del generador ( $t_g$ ) y el par de la turbina ( $t'_g$ ).

La dinámica del tren de potencia se representa con la ecuación clásica de la máquina, donde se tiene en cuenta las pérdidas por rozamiento y ventilación. La inercia total se concentra en una sola masa que incluye la contribución de las palas, del buje, del rotor, de los ejes de alta y baja velocidad y de la caja multiplicadora si existe. La ecuación dinámica del tren de potencia, formulada en por unidad, tiene la siguiente expresión:

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{1}{2H} (t'_t - t_g - d \times \omega_g) \quad [9]$$

donde  $t'_t$  es el par en por unidad de la turbina;  $d$  es el coeficiente de amortiguamiento en por unidad;  $H$  es la constante de inercia del sistema;  $\omega_g$  es la velocidad de rotación en por unidad y  $t_g$  es el par, también en por unidad, del generador. Se observa que los valores en por unidad del par de la turbina y de la velocidad y los valores físicos ( $T_t$  y  $\Omega_t$ ) suministrados por el bloque WT, se relacionan por medio de la relación de transmisión de la caja de cambios ( $r_{trans}$ ). Esta transformación aparece reflejada en el diagrama (fig. 5.13) con el bloque llamado PU/PHYS.

### 5.3.2.2.3 Simulador del grupo Generador-Rectificador-Control de par.

El bloque G-RECT simula la operación del sistema de generación eléctrica. Se ha modelizado en un módulo conjunto, por un lado, la acción dinámica del generador eléctrico, y por otro el control sobre el convertidor electrónico rectificador (GR). Incluye la actuación del control sobre dicho subsistema de forma que, regulando la intensidad rectificada  $i_{dc}(t)$  que circula por el enlace de corriente continua, regula la intensidad por el estátor del generador y, por tanto, el par electromagnético  $T_g(t)$ . Como entrada al modelo se requiere la velocidad de giro del generador ( $\omega_g$ ). Como se ha dicho, el conjunto generador-rectificador regula el par electromagnético de la máquina eléctrica para seguir la estrategia de control diseñada para el sistema WTG, cuya representación se muestra en la figura 5.15:

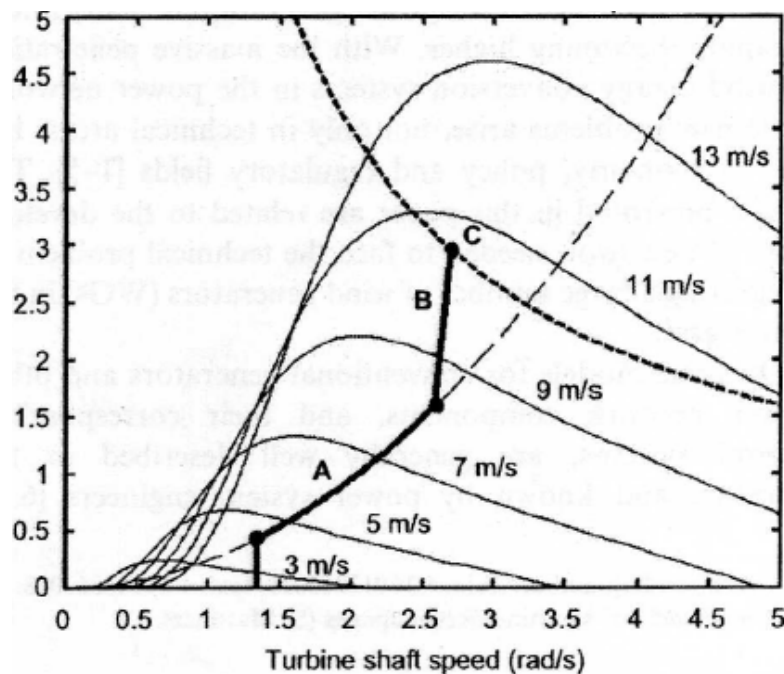


Fig. 5.15 Curvas de par-velocidad de la máquina

En este bloque las operaciones del grupo generador-rectificador se han modelizado de forma conjunta como un único sistema compacto y se han asumido ciertas hipótesis:

- La actuación de los elementos de electrónica de potencia del rectificador controlado se supone instantánea, y su comportamiento ideal, exento de armónicos. Esto permite considerar que el generador opera con factor de potencia unidad.
- Los transitorios electromagnéticos en el estátor, los efectos de amortiguamiento sobre los devanados y los efectos de la saturación se ignoran, como se suele hacer en la mayoría de estudios de este tipo.
- El flujo es constante y no se considera la dinámica del sistema de excitación y del circuito de campo.

Bajo estas condiciones, el proceso de programación se hace en dos pasos:

1. *Evaluación de la corriente  $i_{dc-g}$*
2. *Evaluación del par electromagnético  $t_g$*

1. *Evaluación de la corriente  $i_{dc-g}$*

Primeramente, se debe tener en cuenta que, la operación ideal del rectificador y la invariabilidad del flujo en el generador, permite considerar que la corriente  $i_{dc-g}$  es aproximadamente proporcional al par electromagnético en el generador. Además el par de referencia responde a una función de la velocidad del generador.

La figura 5.15 muestra la relación matemática existente entre el par (o la corriente continua) y la velocidad del eje, en la curva de estrategia de control dependiendo de la zona de operación. Si el sistema trabaja en zona A, el par depende cuadráticamente de la velocidad y esa dependencia se vuelve lineal si el punto de operación está en zona B. Estas relaciones, formuladas en por unidad tienen las siguientes expresiones:

$$i_{dc-g}(t) = k_{2T} \omega_g^2(t) \quad \text{para} \quad \omega_g < 0.98 \times \omega_{lim} \quad [10]$$

$$i_{dc-g}(t) = m_T \omega_g(t) - b_T \quad \text{para} \quad 0.98 \times \omega_{lim} < \omega_g < \omega_{lim} \quad [11]$$

donde  $k_{2T}$ ,  $m_T$  y  $b_T$  son constantes, y  $\omega_{lim}$  es el valor límite de la velocidad. En el modelo, los algoritmos que evalúan la corriente  $i_{dc-g}$  pueden ser desactivados, para proteger al condensador frente a sobretensiones peligrosas.

## 2. Evaluación del par electromagnético $t_g$

En por unidad, el par y la potencia tienen el mismo valor numérico y es posible, por tanto, evaluar el par electromagnético. Es la misma expresión que la planteada para evaluar la potencia del generador. Esta expresión es:

$$t_g = p_g = u_{dc-g} i_{dc-g} + r_s i_{dc-g}^2 \quad [12]$$

donde  $u_{dc-g}$  es la tensión en p.u. del rectificador y  $r_s$  es la suma de la resistencia del estátor más la resistencia equivalente del rectificador. El primer término de la ecuación anterior evalúa la potencia que se transmite por el enlace de potencia y el segundo evalúa las pérdidas eléctricas en el circuito.

#### 5.3.2.2.4 Modelo dinámico del condensador

El bloque CAP evalúa la tensión de continua en terminales del condensador. Requiere el valor del enlace de corriente continua en el lado del rectificador y el valor que toma en el lado del inversor, evaluado como el cociente entre la potencia activa suministrada a la red y la tensión del condensador. La diferencia entre estas dos corrientes da la corriente de carga del condensador. Para calcular la evolución de la tensión en el condensador se utiliza la siguiente expresión:

$$\frac{du_c}{dt} = \frac{1}{C} (i_{dc-g} - i_{dc-L}) \quad [13]$$

Este bloque debe simular, además, el cambio en la salida de corriente del rectificador en circunstancias especiales. Cuando el bloque WTG suministra cierta cantidad de energía y el inversor no puede transferir toda esta energía a la red, por ejemplo, en el caso de un hueco de tensión, la corriente del condensador crece, y, si la estrategia de control del rectificador de corriente no varía, puede sobrepasarse el límite de corriente, dañándose el condensador. Para este caso se implementa un algoritmo de control en la referencia de corriente  $i_{dc-g}$ , que tiene la siguiente expresión:

$$i_{dc-g} = i_{dc-g} - \frac{u_c - (1 + K_u)u_{ref}}{u_{c-lim} - (1 + K_u)u_{c-ref}} \quad [14]$$

En ella  $u_{c-lim}$  es el límite de tensión del condensador y  $K_u$  es el valor en por unidad del incremento permitido sobre la tensión del condensador de referencia.

### 5.3.2.2.5 Modelo del inversor de red

La figura 5.16 representa el diagrama de bloques que corresponde al modelo que simula la operación del inversor (N-INV en la figura 5.13) conectado a la red. Las salidas de dicho subsistema son: la corriente de línea y las potencias activa y reactiva transferidas a la red. Como entradas recibe el valor de la tensión de continua del condensador y la tensión de línea en el punto de conexión a la red. La transferencia de potencia activa a la red generada por el bloque WTG se controla con el nivel de tensión del enlace de continua. El inversor controla además la transferencia de potencia reactiva. Como en el caso del rectificador, la actuación de los elementos de electrónica de potencia se supone ideal. La simulación se lleva a cabo en dos etapas.

En una primera etapa se determina la potencia activa que se debe inyectar a la red en cada instante. Esto se realiza a través de un control en lazo cerrado sobre la tensión en el condensador  $u_c$ . Para transferir a la red toda la potencia que genera el WTG, el inversor debe mantener la tensión en el condensador en su valor asignado. Si la energía que se transfiere a la red es menor que la que proviene del enlace de continua, la tensión del condensador se incrementa. En caso contrario, se reduce.

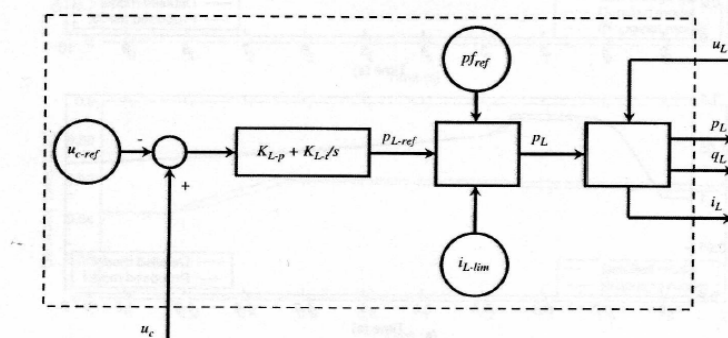


Fig. 5.16 Bloque de control de la potencia

En una segunda etapa, se evalúa la corriente que se debe inyectar a la red en módulo y fase, teniendo en consideración la potencia total, activa y reactiva que se debe suministrar en cada instante. La corriente de línea se evalúa a partir de la tensión de la red, la potencia activa de referencia y el valor del factor de potencia de referencia.

$$i_L = \frac{p_{L-ref}}{u_L \times \text{pref}} \quad [15]$$

Si, como resultado de esta expresión, el valor de la corriente de línea supera el valor límite admisible, la potencia generada debe ser recalculada en su valor de referencia hasta que la corriente de línea se mantenga sin sobrepasar dicho límite.

Una vez que la potencia activa a la red ha sido calculada, la potencia reactiva puede evaluarse fácilmente. Finalmente, el valor del fasor de la corriente de línea puede ser evaluado utilizando la potencia compleja y el fasor de la tensión.

$$i_L = \frac{p_L - jq_L}{u_L} \quad [16]$$

### 5.3.2.3 Implementación en PSS/E del modelo de usuario como tipo generador.

La utilización de los modelos de generador en PSS/E para los estudios de estabilidad y dinámicos requiere la representación de las fuentes como equivalentes Norton. Los datos que caracterizan el equivalente Norton del generador y que es necesario darle al programa son la potencia base en MVA de la máquina (MBASE) y la impedancia de la máquina ZSORCE. ZSORCE es la impedancia subtransitoria del generador u otro valor que pueda tener un



significado similar a esta impedancia. Se especifica en valores p.u. sobre la potencia base de la máquina.

En el caso del generador eólico, que es un modelo de usuario, no se tienen datos del valor de esta impedancia, por lo que se debe hacer una aproximación para obtener un valor de ZSORCE que se pueda admitir como válido en los estudios dinámicos posteriores. ZSORCE para este modelo de usuario es el inverso de la ganancia proporcional de control del inversor  $K_p$ .

### 5.3.3 Proceso de simulación dinámica

A la hora de realizar simulaciones dinámicas con el programa PSS/E se usan una serie de instrucciones desde la barra de comandos o desde los menús del módulo dinámico PSSDS430. A continuación se definirán las más que tengan mayor importancia.

**LOFL:** permite al usuario acceder a cualquiera de las actividades del módulo estático a pesar de haber iniciado el programa desde el módulo dinámico. Esta actividad se usa para partir del caso principal y utilizarlo como punto de partida de la simulación dinámica. Permite además examinar las condiciones de la red que existen en cada instante en el que se está produciendo una perturbación.

**ORDR:** Ordena de forma óptima la matriz de admitancias del sistema. Proporciona el número de elementos de la matriz jacobiana. Es una actividad que debe ejecutarse cada vez que haya un cambio en el sistema, como añadir o quitar un nudo, cambiar el tipo de nudo, eliminar algún elemento, etc.

**FACT:** Esta actividad descompone la matriz de admitancias de red en su matriz triangular inferior y superior para usar en la matriz de admitancias triangularizada de la red en la simulación dinámica. Debe utilizarse cada vez que cambie la matriz de admitancias y haya que hacer estudios de arranques o simulaciones dinámicas.

**TYSL:** Esta actividad resuelve el sistema a partir de la matriz triangularizada en la actividad FACT. Se utiliza en las situaciones en las que se supone que los enlaces de flujo interno de las máquinas permanecen inalterados, como por ejemplo al abrir o cerrar una línea, al desconectar carga o en las faltas.

**RTRN:** Permite regresar desde la actividad del módulo estático a la del módulo dinámico. Sólo es válida cuando su punto de entrada es a través del módulo dinámico PSSDS430.

**DYRE:** Con esta actividad, el programa lee los datos que se encuentren en un archivo de datos dinámicos .dyr, previamente creado por el usuario. El flujo de datos de entrada de esta actividad contiene un grupo de registros lógicos, cada uno de los cuales define la localización en la red de un modelo dinámico de la biblioteca de modelos de PSS/E.

**CHAN:** Con esta actividad se permite que el usuario seleccione las variables de salida que van a ser monitorizadas durante la simulación. Los resultados obtenidos, como los contenidos que se almacenan en el archivo correspondiente .out son capaces de ser procesados por programas auxiliares al completarse la simulación.

**CHSB:** Es una variante de la actividad CHAN. Permite igual que la anterior seleccionar canales de salida para representarlos. La diferencia principal es

que se pueden seleccionar las variables por grupos, por zonas, áreas e incluso permite añadir canales para representar variables en los elementos que en ese instante de inicio de la simulación se encuentren fuera de servicio.

**IDEV:** Permite seleccionar archivos de respuesta. En estos archivos .psas definidos por el usuario se pueden cambiar las opciones predeterminadas de PSS/E o programar secuencias de operaciones a realizar en el sistema.

**OPTN:** Permite cambiar opciones configuradas por defecto en el programa y guardar los cambios en otras opciones actuales en un archivo para acceder posteriormente.

**ALTR:** Permite al usuario examinar y hacer cambios en los datos contenidos en la memoria de trabajo dinámico. Es la forma más común de provocar cambios en la red tales como cortocircuitos, conexiones o desconexiones de grupos, etc.

**STRT:** Es la actividad que inicializa la simulación dinámica. Calcula los valores iniciales de todas las variables para cada modelo y la condición límite en el caso en que se trabaja. Es decir, tras una ejecución válida de la actividad STRT, los datos dinámicos deben residir en una memoria del trabajo y la red “convertida” debe ser representada en el caso y en el archivo de trabajo de la matriz factorizada.

**RUN:** Ejecuta la simulación dinámica temporal. Proporciona a través del tiempo la solución de las ecuaciones diferenciales y la red eléctrica en cada caso.

## 5.4 Representación gráfica (PSSPLT)

PSSPLT es la herramienta de PSS/E en la que se representan de forma gráfica los resultados que se han obtenido en el módulo dinámico del programa. Al llevar a cabo la simulación de las contingencias en el sistema, los canales guardados en el fichero con extensión .snp definen las variables que durante el proceso de simulación se guardarán en el archivo .out para su representación posterior. El aspecto que presenta la ventana principal de este programa es el siguiente:

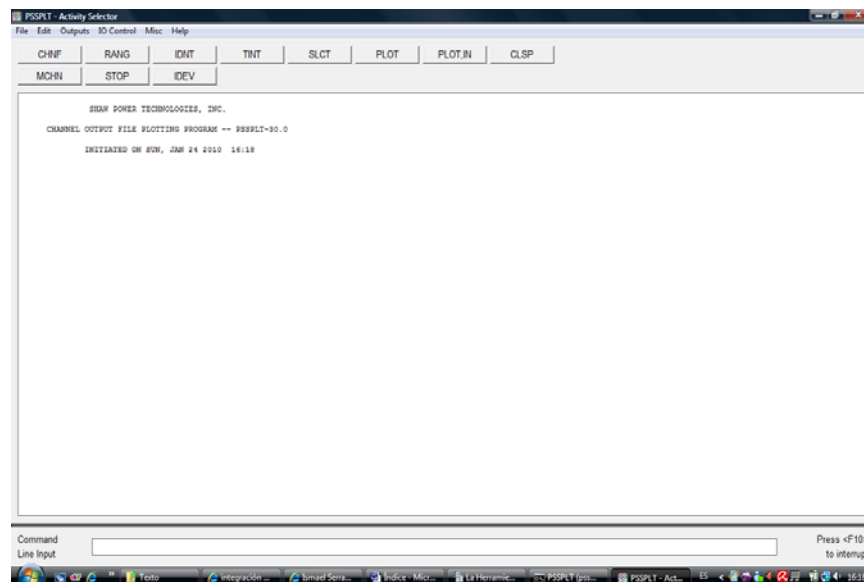


Fig 5.12 Interfaz de PSSPLT

Los comandos principales que se utilizan para la obtención de las pantallas de simulación que se mostrarán posteriormente en este trabajo son los siguientes:

**CHNF:** Para seleccionar el archivo .out que contiene la simulación que queremos representar.

**MCHN:** Es un comando de mucha utilidad para representar la misma variable obtenida en procesos de simulación distintos, como por ejemplo, para visualizar la tensión que hay en un nudo ante distintas contingencias.

**RANG:** Permite seleccionar el autoajuste de las escalas.

**TINT:** Comando que permite seleccionar el tiempo de simulación que se mostrará por pantalla.

**SLCT:** Permite elegir las variables que se van a mostrar en la pantalla. Son las mismas variables que se habían guardado en el archivo de canales .snp

**PLOT:** Muestra los resultados por pantalla.

**POPT:** Permite cambiar las opciones por defecto que tiene el programa como el número máximo de canales que se pueden mostrar simultáneamente, el estilo y grosor de línea, etc.

# CAPÍTULO 6

---

Estudios de red. Resultados

## 6. Estudios de red. Resultados.

En este capítulo se concretan los estudios de la red. Se muestran los datos dinámicos utilizados, los escenarios planteados en cada caso y las simulaciones realizadas con PSS/E, ante distintas contingencias, previa y posteriormente a la introducción del parque eólico en el sistema eléctrico.

### 6.1 Datos para el cálculo de flujos de cargas

En este apartado se presentan los datos del modelo para el estudio de flujos de cargas con PSS/E. Se incluyen los datos de 42 nudos, 16 líneas, 20 transformadores, 8 bombas, 5 cargas y 18 generadores de la red representada en la figura 5.2.

#### 6.1.1 Nudos

Se muestran a continuación los datos de los nudos y las tensiones base correspondientes.

NUDO	NOMBRE	ZONA	U (KV)	NUDO	NOMBRE	ZONA	U(KV)	NUDO	NOMBRE	ZONA	(KV)
1	LLANOS	LLANOS	20	150	SUBHIDRA	BOMBEO	20	261	TRF1EOL	PEOLICO	20
2	NUDO_2	LLANOS	20	151	TRF1BOMB	BOMBEO	20	262	TRF2EOL	PEOLICO	20
7	NUDO_7	LLANOS	20	153	TRF3BOMB	BOMBEO	20	263	TRF3EOL	PEOLICO	20
16	NUDO_16	LLANOS	20	200	BUSBOMB1	BOMBEO	6.6	264	TRF4EOL	PEOLICO	20
69	NUDO_69	LLANOS	20	210	BUSBOMB3	BOMBEO	6.6	265	TRF5EOL	PEOLICO	20
101	DIÉSEL09	LLANOS	0.4	171	TRAF1PELT	TURBINAS	20	281	AEROG01	PEOLICO	0.7
102	DIÉSEL10	LLANOS	0.4	172	TRAF2PELT	TURBINAS	20	282	AEROG02	PEOLICO	0.7
103	DIÉSEL11	LLANOS	0.4	173	TRAF3PELT	TURBINAS	20	283	AEROG03	PEOLICO	0.7
104	DIÉSEL12	LLANOS	0.4	174	TRAF4PELT	TURBINAS	20	284	AEROG04	PEOLICO	0.7
105	DIÉSEL13	LLANOS	0.4	181	PELTON01	TURBINAS	6.3	285	AEROG05	PEOLICO	0.7

106	DIÉSEL07	LLANOS	0.4	182	PELTON02	TURBINAS	6.3	21	NUDO_21	LLANOS	20
107	DIÉSEL15	LLANOS	6.3	183	PELTON03	TURBINAS	6.3	71	NUDO_71	LLANOS	20
108	DIÉSEL14	LLANOS	6.3	184	PELTON04	TURBINAS	6.3	161	NUDO_161	LLANOS	20
109	MÓVIL01	LLANOS	0.4	250	BARREOL	PEOLICO	20	691	NUDO_691	LLANOS	20

### 6.1.2 Generadores

En la columna BUS se muestra el número de nudo al que se ha conectado el generador. La columna NOMBRE muestra el nombre que se le ha asignado. Pmax y Pmin son los límites de potencia activa de la máquina y Qmax y Qmin los del reactiva. La columna ZSOURCE contiene los datos de la impedancia subtransitoria en eje directo no saturada. Todos los valores se encuentran en p.u sobre la potencia base de cada generador.

NOMBRE	BUS	UBASE(kV)	PMAX	PMIN	QMAX	QMIN	MBASE	ZSOURCE	
								R	X
DIESEL09	101	0.4	1.10	0	0.81	-0.81	1.37	0.010	0.128
DIESEL10	102	0.4	1.46	0	1.04	-1.04	1.82	0.010	0.128
DIESEL11	103	0.4	1.46	0	1.04	-1.04	1.82	0.010	0.128
DIESEL12	104	0.4	1.46	0	1.04	-1.04	1.83	0.010	0.128
DIESEL13	105	0.4	1.46	0	1.04	-1.04	1.83	0.010	0.128
DIESEL07	106	0.4	0.78	0	0.53	-0.53	0.96	0.010	0.300
DIESEL15	107	6.3	1.89	0	1.42	-1.24	2.36	0.000	0.120
DIESEL14	108	6.3	2.50	0	1.87	-1.60	3.13	0.000	0.120
MOVIL01	109	0.4	1.28	0	1.00	-1.04	1.82	0.010	0.120
PELTON01	181	6.3	2.83	0	1.75	-1.75	3.30	0.000	0.120
PELTON02	182	6.3	2.83	0	1.75	-1.75	3.30	0.000	0.120
PELTON03	183	6.3	2.83	0	1.75	-1.75	3.30	0.000	0.120
PELTON04	184	6.3	2.83	0	1.75	-1.75	3.30	0.000	0.120
AEROG01	281	0.69	2.0	0	0.68	-0.68	2.0	0.000	0.245
AEROG02	282	0.69	2.0	0	0.68	-0.68	2.0	0.000	0.245



AEROG03	283	0.69	2.0	0	0.68	-0.68	2.0	0.000	0.245
AEROG04	284	0.69	2.0	0	0.68	-0.68	2.0	0.000	0.245
AEROG05	285	0.69	2.0	0	0.68	-0.68	2.0	0.000	0.245

### 6.1.3 Transformadores

FROM		TO		R	X	CAPACIDAD	RATIO	RMAX	RMIN	NUM. TOMAS
LLANOS	1	DIESEL09	101	0.60	2.83	2.0	1.000	1.05	0.95	5
LLANOS	1	DIESEL10	102	0.60	3.39	2.0	1.000	1.05	0.95	5
LLANOS	1	DIESEL11	103	0.60	3.39	1.6	1.000	1.05	0.95	5
LLANOS	1	DIESEL12	104	0.60	3.51	2.0	1.000	1.05	0.95	5
LLANOS	1	DIESEL13	105	0.60	3.51	2.0	1.000	1.05	0.95	5
LLANOS	1	DIESEL07	106	1.3	5.39	1.0	1.000	1.05	0.95	5
LLANOS	1	DIESEL15	107	0.3	3.51	2.0	1.000	1.05	0.95	5
LLANOS	1	DIESEL14	108	0.3	3.51	3.1	1.000	1.05	0.95	5
LLANOS	1	MOVIL09	109	0.3	3.39	1.6	1.000	1.05	0.95	5
TRF1BOMB	151	BUSBOMB1	200	0.00	2.33	6.0	0.975	1.05	0.95	5
TRF3BOMB	153	BUSBOMB3	210	0.00	2.33	6.0	0.975	1.05	0.95	5
TRF1PELT	171	PELTON01	181	0.00	2.29	3.5	1.025	1.05	0.95	5
TRF2PELT	172	PELTON02	182	0.00	2.29	3.5	1.025	1.05	0.95	5
TRF3PELT	173	PELTON03	183	0.00	2.29	3.5	1.025	1.05	0.95	5
TRF4PELT	174	PELTON04	184	0.00	2.29	3.5	1.025	1.05	0.95	5
TRF1EOL	261	AEROG01	281	0.00	4.00	2.5	1.000	1.05	0.95	5
TRF2EOL	262	AEROG02	282	0.00	4.00	2.5	1.000	1.05	0.95	5
TRF3EOL	263	AEROG03	283	0.00	4.00	2.5	1.000	1.05	0.95	5
TRF4EOL	264	AEROG04	284	0.00	4.00	2.5	1.000	1.05	0.95	5
TRF5EOL	265	AEROG05	285	0.00	4.00	2.5	1.000	1.05	0.95	5

En la columna FROM se indica el número y el nombre del primero de los nudos al que está conectado el transformador. En la columna TO se indica el número y el nombre del segundo nudo del trafo. R y X son respectivamente la resistencia y la reactancia del transformador. CAPACIDAD indica la potencia nominal del trafo. En la columna RATIO se indica en qué posición está la toma del transformador. En la columna RMAX se indica la máxima posición en la que se puede colocar la toma y en RMIN, la mínima. Todos los valores se encuentran en p.u referidos a la potencia base del sistema (100 MVA).

#### 6.1.4 Líneas

En la columna FROM se indica el número y el nombre de nudo inicial de la línea. En la columna TO, el número y nombre del nudo de llegada. CKT indica el número de circuito de la línea y R y X la resistencia y reactancia de la misma. Todas las magnitudes están en p.u referidas a la potencia base del sistema.

FROM		TO		CKT	R	X	RATE
SUBHIDRA	150	LLANOS	1	1	0.00000	0.00001	10
SUBHIDRA	150	LLANOS	1	2	0.00000	0.00001	10
SUBHIDRA	150	TRF1BOMB	151	1	0.00584	0.00550	6
SUBHIDRA	150	TRF3BOMB	153	1	0.00584	0.00550	6
SUBHIDRA	150	TRF1PELT	171	1	0.00584	0.00550	3.5
SUBHIDRA	150	TRF2PELT	172	1	0.00584	0.00550	3.5
SUBHIDRA	150	TRF3PELT	173	1	0.00584	0.00550	3.5
SUBHIDRA	150	TRF4PELT	174	1	0.00584	0.00550	3.5
SUBHIDRA	150	BARREOL	250	1	0.07370	0.06875	10
SUBHIDRA	150	BARREOL	250	2	0.07370	0.06875	10
BUSBOMB1	200	BUSBOMB3	210	1	0.00000	0.00001	6
BARREOL	250	TRF1EOLI	261	1	0.00000	0.00001	2.5
BARREOL	250	TRF2EOLI	262	1	0.00000	0.00001	2.5

BARREOL	250	TRF3EOLI	263	1	0.00000	0.00001	2.5
BARREOL	250	TRF4EOLI	264	1	0.00000	0.00001	2.5
BARREOL	250	TRF5EOLI	265	1	0.00000	0.00001	2.5

Aquí se debe hacer una puntualización importante: desde el nudo Llanos, la isla de El Hierro se abastece con cuatro líneas principales de distribución que aquí no aparecen reflejadas. Para el flujo de cargas, no es necesario conocerlas detalladamente, porque las líneas se simulan como una carga constante, de valor igual a la potencia que transportan hasta el final de las mismas (Nudos 21, 71, 161 y 691) más las pérdidas en cada línea. El cálculo de las mismas, necesario para el análisis dinámico del sistema se detalla en el Anexo D de este proyecto.

### 6.1.5 Bombas

En la siguiente tabla se muestran los valores para las bombas. La estación de bombeo dispone de un total de 8 bombas, separadas en dos barras unidas entre sí por un interruptor de transferencia. En cada barra hay una bomba de regulación de 1500 kW (bomba de velocidad variable) y tres bombas de 500 kW (bombas de velocidad fija).

NUDO	NOMBRE	ID	PLOAD(MW)	QLOAD(MVAR)
200	BUSBOMB1	1	1.585	1.029
200	BUSBOMB1	2	0.528	0.343
200	BUSBOMB1	3	0.528	0.343
200	BUSBOMB1	4	0.528	0.343
210	BUSBOMB3	1	1.585	1.029
210	BUSBOMB3	2	0.528	0.343
210	BUSBOMB3	3	0.528	0.343
210	BUSBOMB3	4	0.528	0.343

Las bombas de velocidad fija serán accionadas por un motor asíncrono de jaula de ardilla. Una vez que ha realizado el arranque de la bomba, consumen una potencia constante.

Las bombas tienen la posibilidad de arranque directo desde las barras de 6 kV a las que están conectadas aunque su arranque habitual será a través de un variador de velocidad.

Existirán dos variadores de velocidad que serán compartidos por las bombas de cada semibarra. El variador modificará la frecuencia de la tensión de la barra de arranque desde 0 hasta 50 Hz. Una vez que se haya alcanzado la velocidad de 50 Hz se realizará la transferencia de la bomba desde la barra de arranque hasta la barra principal de 6.6 kV, quedando la barra de arranque sin tensión y disponible para que se pueda arrancar una nueva bomba.

Los variadores de velocidad permiten realizar un control de tensión/frecuencia durante el proceso de arranque de que los motores que accionan las bombas siguiendo una estrategia de flujo constante, evitando, así, corrientes por encima de la intensidad nominal.

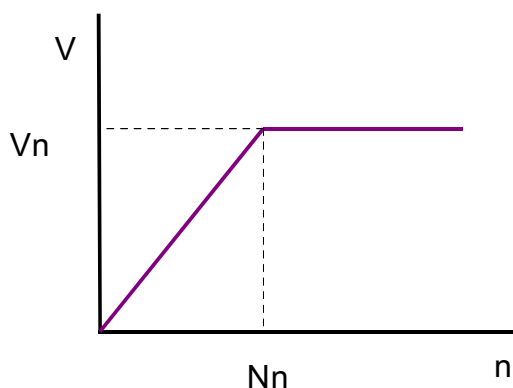


Fig 6.1 Estrategia de control de un variador de velocidad

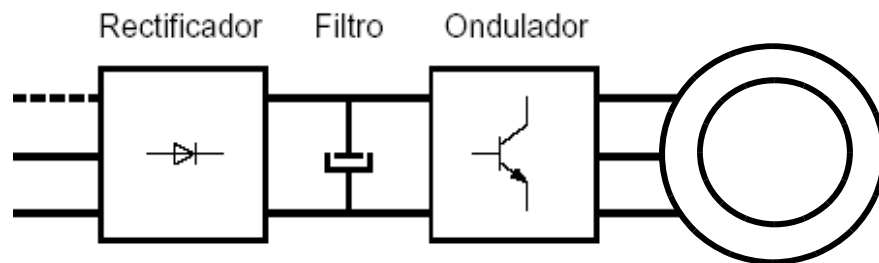


Fig 6.2 Diagrama de bloques de un variador de velocidad

### 6.1.6 Cargas

Se incluyen en este apartado los diferentes valores de potencia que tienen que transportar las cuatro líneas de distribución además de la que hay que suministrar para la alimentación de los servicios auxiliares de la planta desaladora de la isla.

#### 6.1.6.1 Escenario punta

Corresponde a una potencia total de 6.87 MW.

NUDO	P(MW)	Q(MVr)
1	0.28	0.21
21	0.128	0.0230
71	0.835	0.165
161	3.849	1.27
691	1.608	0.32

### 6.1.6.2 Escenario valle

Corresponde a una potencia de 2.35 MW.

NUDO	P(MW)	Q(MVr)
1	0.11	0.0830
21	0.045	0.008
71	0.288	0.056
161	1.328	0.331
691	0.553	0.1090

## 6.2 Escenarios

La confección de escenarios consiste en el establecimiento de los despachos de generación para un instante concreto de funcionamiento de un sistema de potencia y para una combinación determinada de fuentes de generación.

En el caso del sistema hidroeólico de la isla de El Hierro se van a analizar varios escenarios: primeramente se estudiará el caso en el que toda la demanda, ya sea en punta o en valle, se satisface únicamente desde la central térmica de Llanos Blancos, es decir, la situación actual de abastecimiento de la isla.

A continuación se estudia la integración de la central hidráulica, y la cobertura de la demanda sólo con energía hidráulica o utilizando la combinación de la térmica convencional y la hidráulica, para abastecer las cargas tanto estáticas como dinámicas y en escenario de punta y valle.

Por último, se integra en el sistema de potencia el parque eólico para máxima disponibilidad de recurso eólico y en escenario de punta y valle de la carga.

Una vez representados todos los elementos, y comprobado de forma individual que la respuesta de cada uno es satisfactoria ante las distintas contingencias, se estudia el escenario en el que toda la demanda de la isla en valle, se abastece exclusivamente con energía eólica. El excedente de potencia que pueda dar el parque en ese instante se utilizará para elevar agua mediante las bombas desde el embalse inferior hasta el superior. Este es, por tanto, el caso que se ha considerado más desfavorable, como se plantearé posteriormente. La contingencia más severa que pueda darse será un cortocircuito trifásico, y es la que se representa en este proyecto.

Lo que se pretende con el análisis de estos escenarios es comprobar la viabilidad del sistema hidroeólico de la isla de El Hierro desde el punto de vista técnico y abrir las puertas al estudio de la minimización de las energías convencionales en la red, aislada, de pequeña potencia y con alto grado de penetración de energías renovables.

El establecimiento de los escenarios de operación del sistema eléctrico de la isla de El Hierro constituye, en sí mismo, un problema cuya resolución excede de los límites de este proyecto.

Los escenarios reflejados son los que se han considerado más interesantes desde el punto de vista técnico, pero claramente no son los únicos. La gran cuestión a resolver es la optimización del uso de las distintas fuentes de energía presentes en la isla, de manera que se tenga un sistema eléctrico fiable y seguro en toda circunstancia.

– *Escenario punta diésel*

NUDO	GENERADOR	PGEN (MW)	PMÁX(MW)
101	DIÉSEL09		1.10
102	DIÉSEL10	0.88	1.45
103	DIÉSEL11		1.45
104	DIÉSEL12	1.03	1.45
105	DIÉSEL13	1.03	1.45
106	DIÉSEL07		0.78
107	DIÉSEL15	1.68	1.89
108	DIÉSEL14	1.67	2.50
109	MÓVIL09	0.58	1.28
181	PELTON01		2.83
182	PELTON02		2.83
183	PELTON03		2.83
184	PELTON04		2.83
281	AEROG01		2.0
282	AEROG02		2.0
283	AEROG03		2.0
284	AEROG04		2.0
285	AEROG05		2.0
Total		6.87	

Toda la demanda se abastece únicamente con los grupos diésel de la C.T. Llanos Blancos.



– *Escenario valle diésel*

NUDO	GENERADOR	PGEN (MW)	PMÁX(MW)
101	DIÉSEL09		1.10
102	DIÉSEL10	0.50	1.45
103	DIÉSEL11	0.52	1.45
104	DIÉSEL12	0.63	1.45
105	DIÉSEL13	0.70	1.45
106	DIÉSEL07		0.78
107	DIÉSEL15		1.89
108	DIÉSEL14		2.50
109	MÓVIL09		1.28
181	PELTON01		2.83
182	PELTON02		2.83
183	PELTON03		2.83
184	PELTON04		2.83
281	AEROG01		2.0
282	AEROG02		2.0
283	AEROG03		2.0
284	AEROG04		2.0
285	AEROG05		2.0
Total		2.35	

Igual que el escenario anterior, pero alimentando el valle de consumo.

– *Escenario punta hidráulica*

NUDO	GENERADOR	PGEN (MW)	PMÁX(MW)
101	DIÉSEL09		1.10
102	DIÉSEL10		1.45
103	DIÉSEL11		1.45
104	DIÉSEL12		1.45
105	DIÉSEL13		1.45
106	DIÉSEL07		0.78
107	DIÉSEL15		1.89
108	DIÉSEL14		2.50
109	MÓVIL09		1.28
181	PELTON01	1.72	2.83
182	PELTON02	1.72	2.83
183	PELTON03	1.72	2.83
184	PELTON04	1.71	2.83
281	AEROG01		2.0
282	AEROG02		2.0
283	AEROG03		2.0
284	AEROG04		2.0
285	AEROG05		2.0
Total		6.87	

La punta de demanda en la isla se abastece con las turbinas Pelton de la central hidráulica.

– *Escenario valle hidráulico*

NUDO	GENERADOR	PGEN (MW)	PMÁX(MW)
101	DIÉSEL09		1.10
102	DIÉSEL10		1.45
103	DIÉSEL11		1.45
104	DIÉSEL12		1.45
105	DIÉSEL13		1.45
106	DIÉSEL07		0.78
107	DIÉSEL15		1.89
108	DIÉSEL14		2.50
109	MÓVIL09		1.28
181	PELTON01	1.18	2.83
182	PELTON02	1.17	2.83
183	PELTON03		2.83
184	PELTON04		2.83
281	AEROG01		2.0
282	AEROG02		2.0
283	AEROG03		2.0
284	AEROG04		2.0
285	AEROG05		2.0
Total		2.35	

Con dos turbinas Pelton se abastece el consumo en valle de la isla.

– *Escenario punta diésel + hidráulica*

NUDO	GENERADOR	PGEN (MW)	PMÁX(MW)
101	DIÉSEL09		1.10
102	DIÉSEL10		1.45
103	DIÉSEL11		1.45
104	DIÉSEL12	1.03	1.45
105	DIÉSEL13	0.7	1.45
106	DIÉSEL07		0.78
107	DIÉSEL15	1.7	1.89
108	DIÉSEL14	1.67	2.50
109	MÓVIL09		1.28
181	PELTON01	1.72	2.83
182	PELTON02	1.72	2.83
183	PELTON03		2.83
184	PELTON04		2.83
281	AEROG01		2.0
282	AEROG02		2.0
283	AEROG03		2.0
284	AEROG04		2.0
285	AEROG05		2.0
Total		6.87	

La demanda en escenario punta se satisface con una adecuada combinación de las energías convencionales presentes en la isla.

– *Escenario valle diésel+ hidráulica*

NUDO	GENERADOR	PGEN (MW)	PMÁX(MW)
101	DIÉSEL09	0.55	1.10
102	DIÉSEL10		1.45
103	DIÉSEL11		1.45
104	DIÉSEL12		1.45
105	DIÉSEL13		1.45
106	DIÉSEL07		0.78
107	DIÉSEL15		1.89
108	DIÉSEL14	0.9	2.50
109	MÓVIL09		1.28
181	PELTON01	0.45	2.83
182	PELTON02	0.45	2.83
183	PELTON03		2.83
184	PELTON04		2.83
281	AEROG01		2.0
282	AEROG02		2.0
283	AEROG03		2.0
284	AEROG04		2.0
285	AEROG05		2.0
Total		2.35	

La carga de la isla en valle se abastece con dos grupos Pelton y dos grupos diésel.

– *Escenario valle + eólica + bombas*

NUDO	GENERADOR	PGEN (MW)	PMÁX(MW)
101	DIÉSEL09		1.10
102	DIÉSEL10		1.45
103	DIÉSEL11		1.45
104	DIÉSEL12		1.45
105	DIÉSEL13		1.45
106	DIÉSEL07		0.78
107	DIÉSEL15		1.89
108	DIÉSEL14		2.50
109	MÓVIL09		1.28
181	PELTON01		2.83
182	PELTON02		2.83
183	PELTON03		2.83
184	PELTON04		2.83
281	AEROG01	1.7	2.0
282	AEROG02	1.8	2.0
283	AEROG03	1.8	2.0
284	AEROG04	1.8	2.0
285	AEROG05	1.8	2.0
Total		2.35+ bomb	

Debido a que el parque eólico no tiene capacidad de regulación de reactiva, la energía de este tipo que precisa el sistema debe ser aportada por los grupos convencionales que actúan como compensadores síncronos.

Un compensador síncrono es una máquina convencional que se deja

conectada al sistema girando en vacío. El sistema de control sobre la excitación regula la reactiva, de manera que la máquina pueda consumir o aportar según lo precise la red a la que se encuentra conectada. Presenta una serie de ventajas con respecto a otros dispositivos, como son:

- Regulación de la tensión sin provocar transitorios electromagnéticos asociados a las tomas que puedan tener otros dispositivos.
- No introduce armónicos en la red ni es afectado por los armónicos que puedan existir ya.
- No causa problemas por resonancia eléctrica.

La gran ventaja de utilizar estos grupos, también en el caso de El Hierro, es que pueden aportar potencia activa en caso de que se necesite.

En este proyecto se han utilizado como compensadores síncronos, o bien los grupos diésel, o bien los grupos hidráulicos, según convenga.

### **6.3 Ejecución de los flujos de cargas correspondientes a cada escenario**

A la hora de realizar estudios de estabilidad de red con la herramienta PSS/E, se ha indicado la necesidad de partir de un flujo de cargas inicial, de una situación de funcionamiento de la central hidroeólica anterior al instante en que se produce la perturbación.

Como los resultados que se obtienen por pantalla al resolver los flujos de cargas son largos y poco claros, se ha optado por la representación gráfica de los mismos. Con esta opción que permite PSS/E se puede observar claramente cuál

es el flujo de potencia por cada uno de los elementos y el grado de carga sobre el total que tienen. En este apartado se reflejan asimismo los cálculos del programa, en los que se ve el número de iteraciones que ha necesitado PSS/E para llegar a la solución por el método de Newton-Raphson, el error global que se comete en las iteraciones y el resultado alcanzado en el nudo balance.

En los siguientes diagramas aparecerá en negro la parte activa del sistema de potencia en cada escenario y en parte discontinua la parte inactiva. El color verde representa el flujo de potencia activa y el naranja la potencia reactiva.



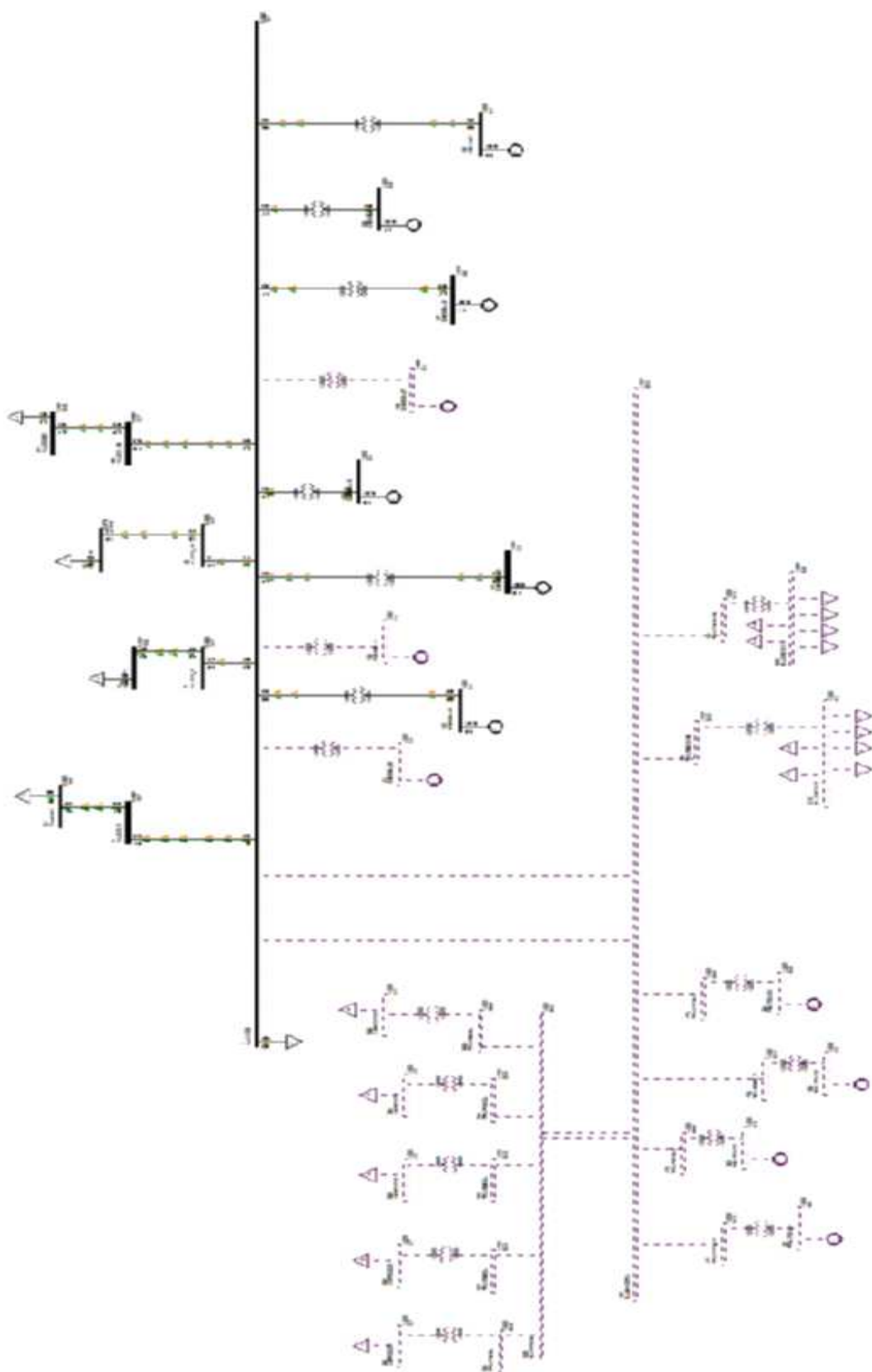


Fig 6.3 Flujo de cargas en escenario Punta Diésel

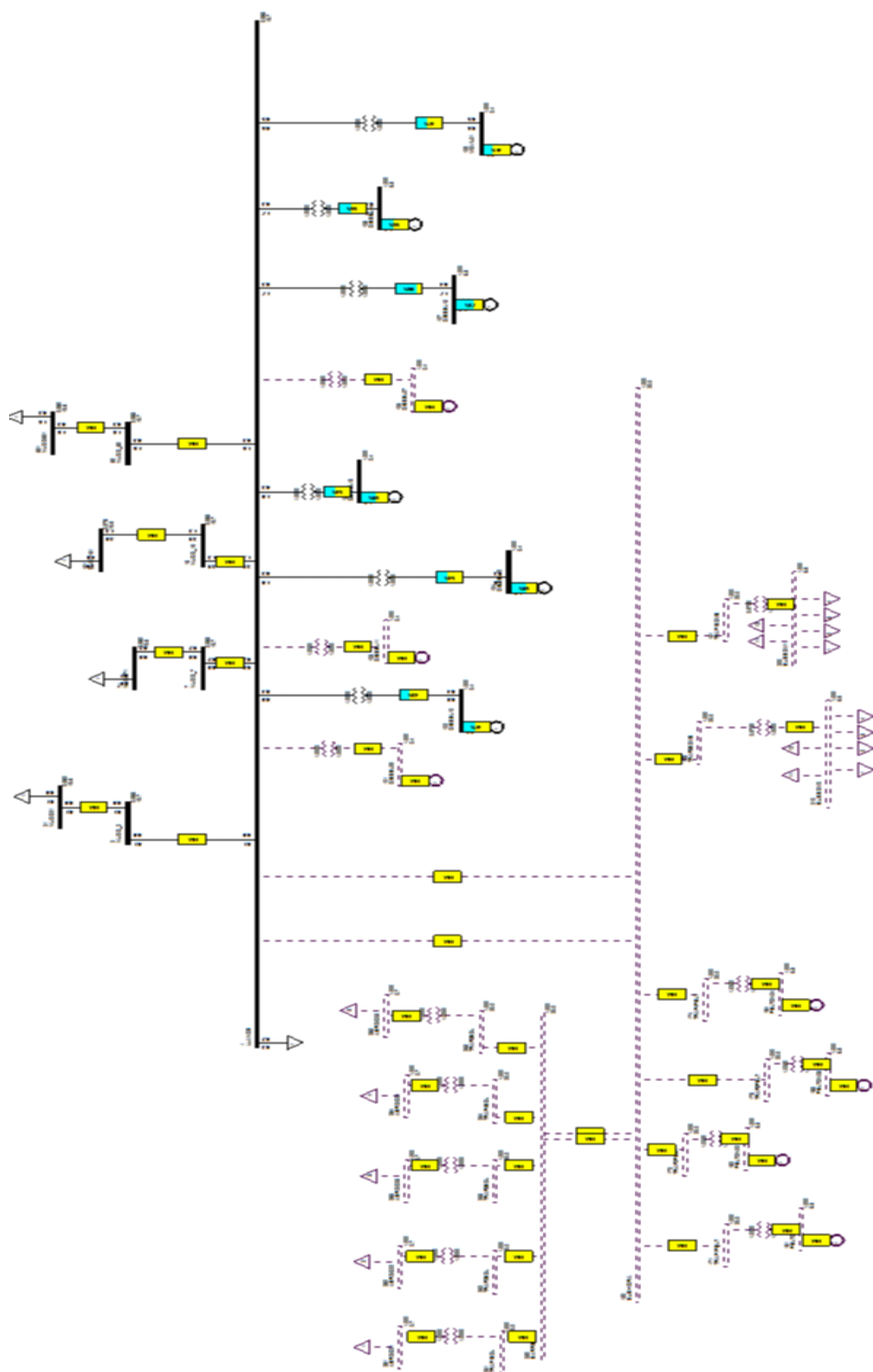


Fig 6.4 Flujo de cargas en escenario Punta Diésel (Grado de carga)

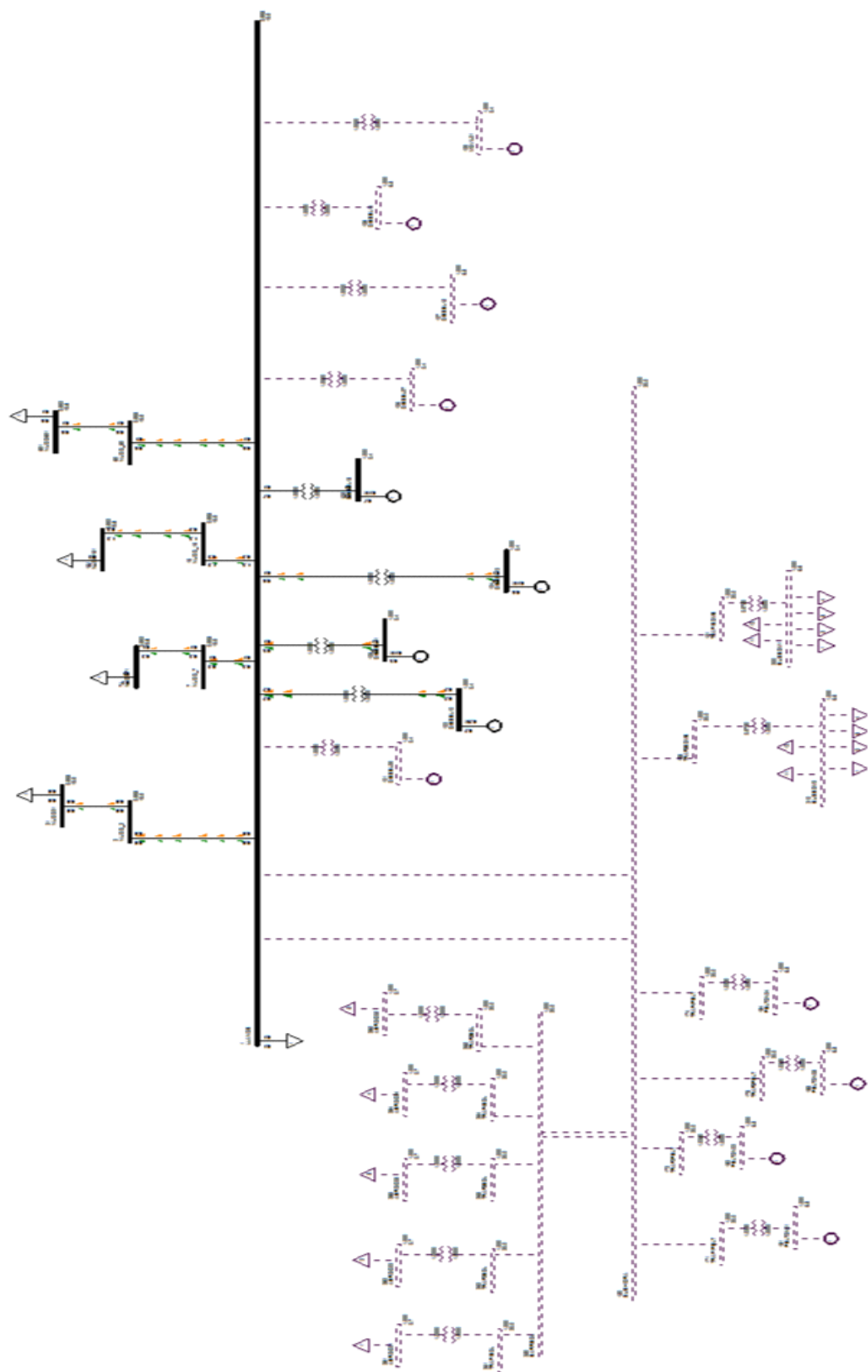


Fig 6.5 Flujo de cargas en escenario Valle Diésel

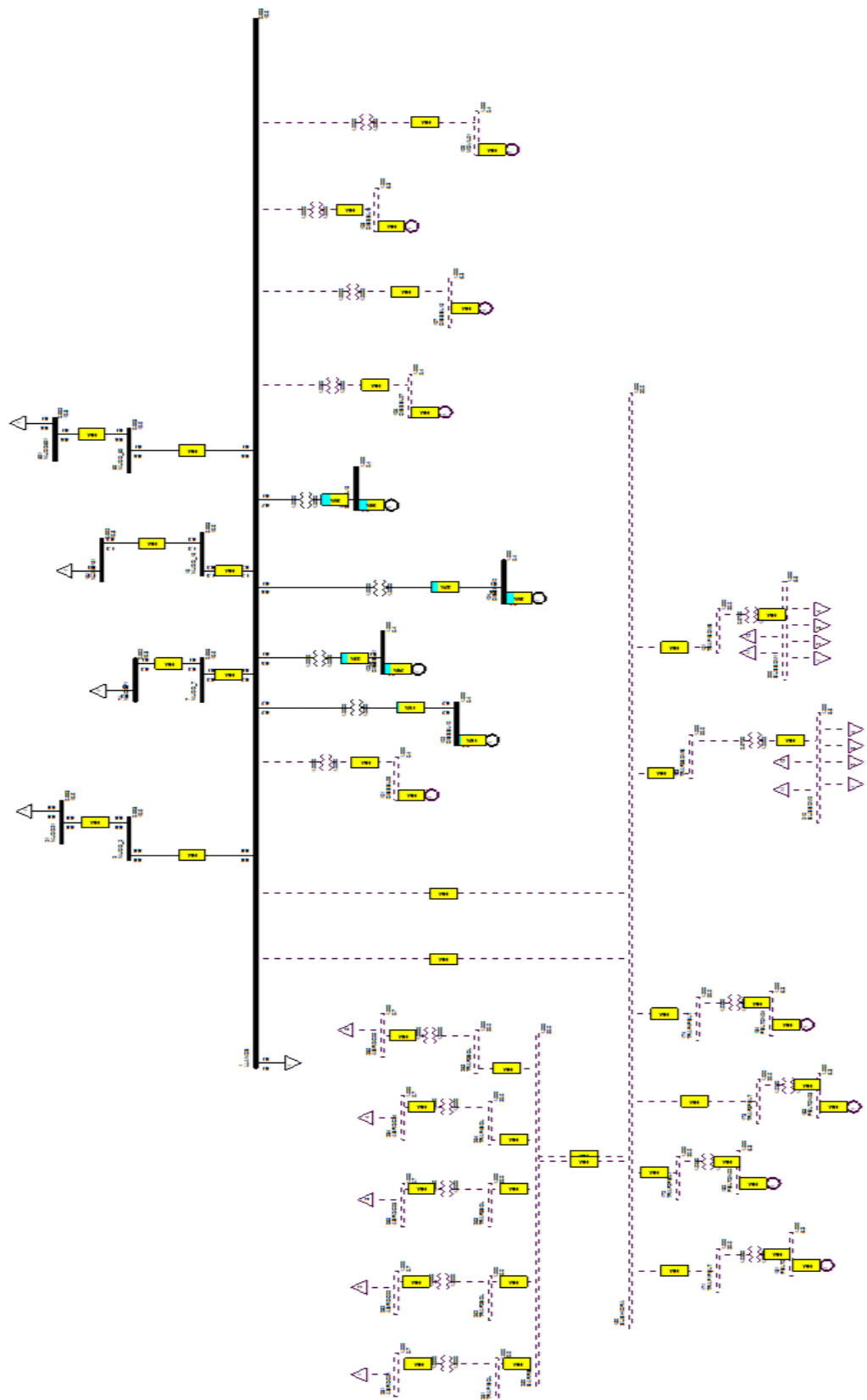


Fig 6.6 Flujo de cargas en escenario Valle Diésel (Grado de carga)

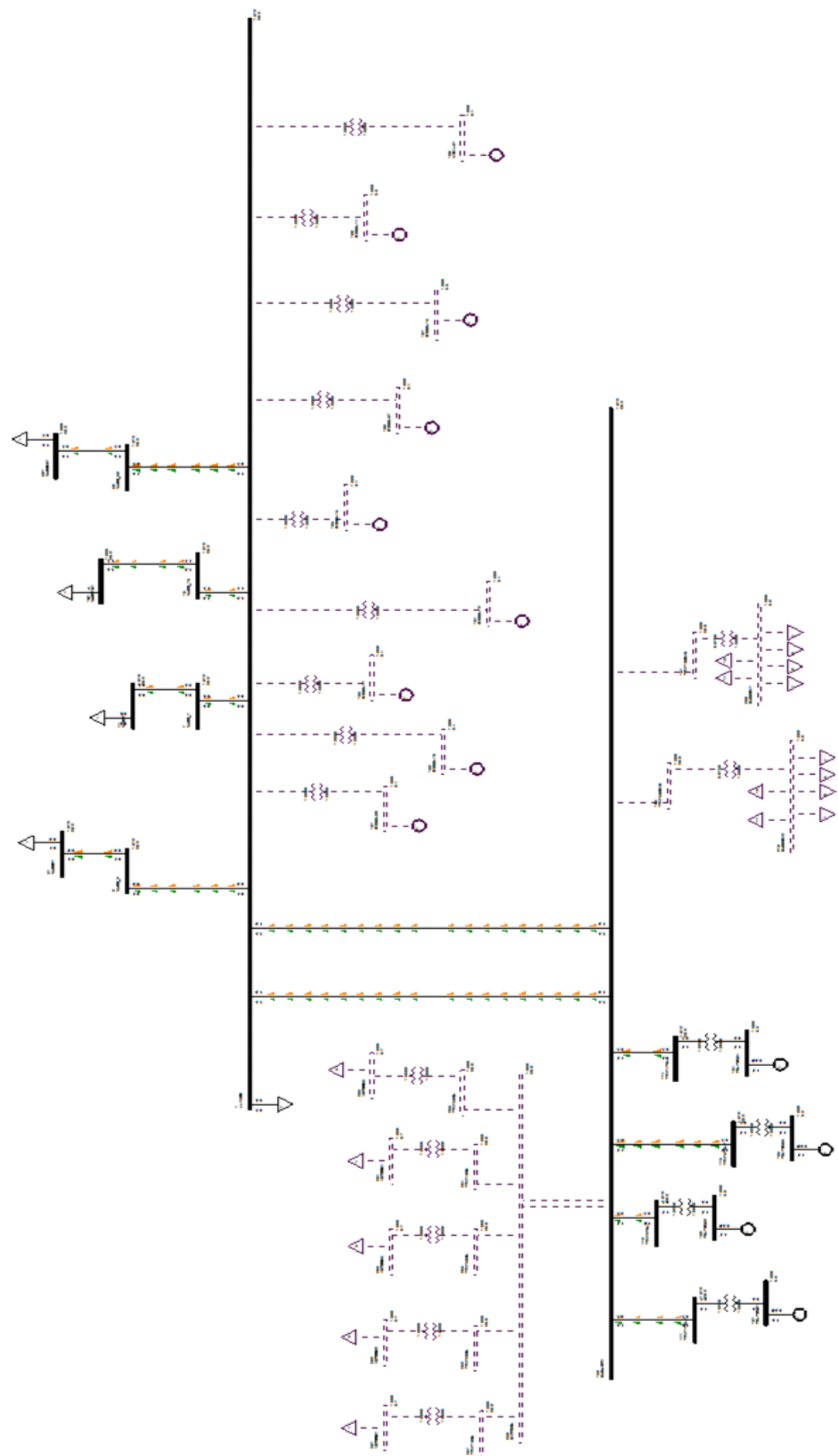


Fig 6.7 Flujo de cargas en escenario Punta Hidráulica

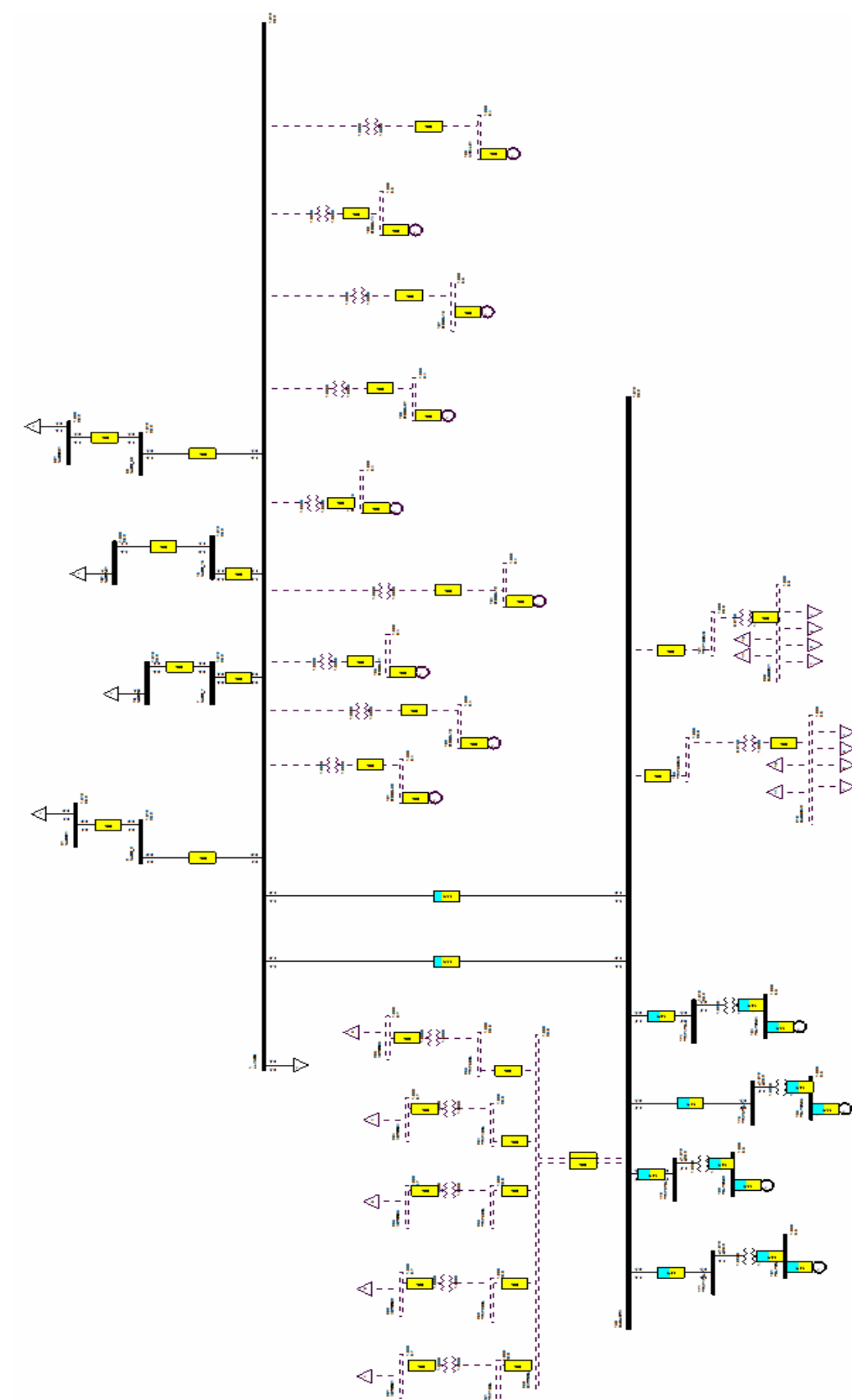


Fig 6.8 Flujo de cargas en escenario Punta Hidráulica (Grado de carga)



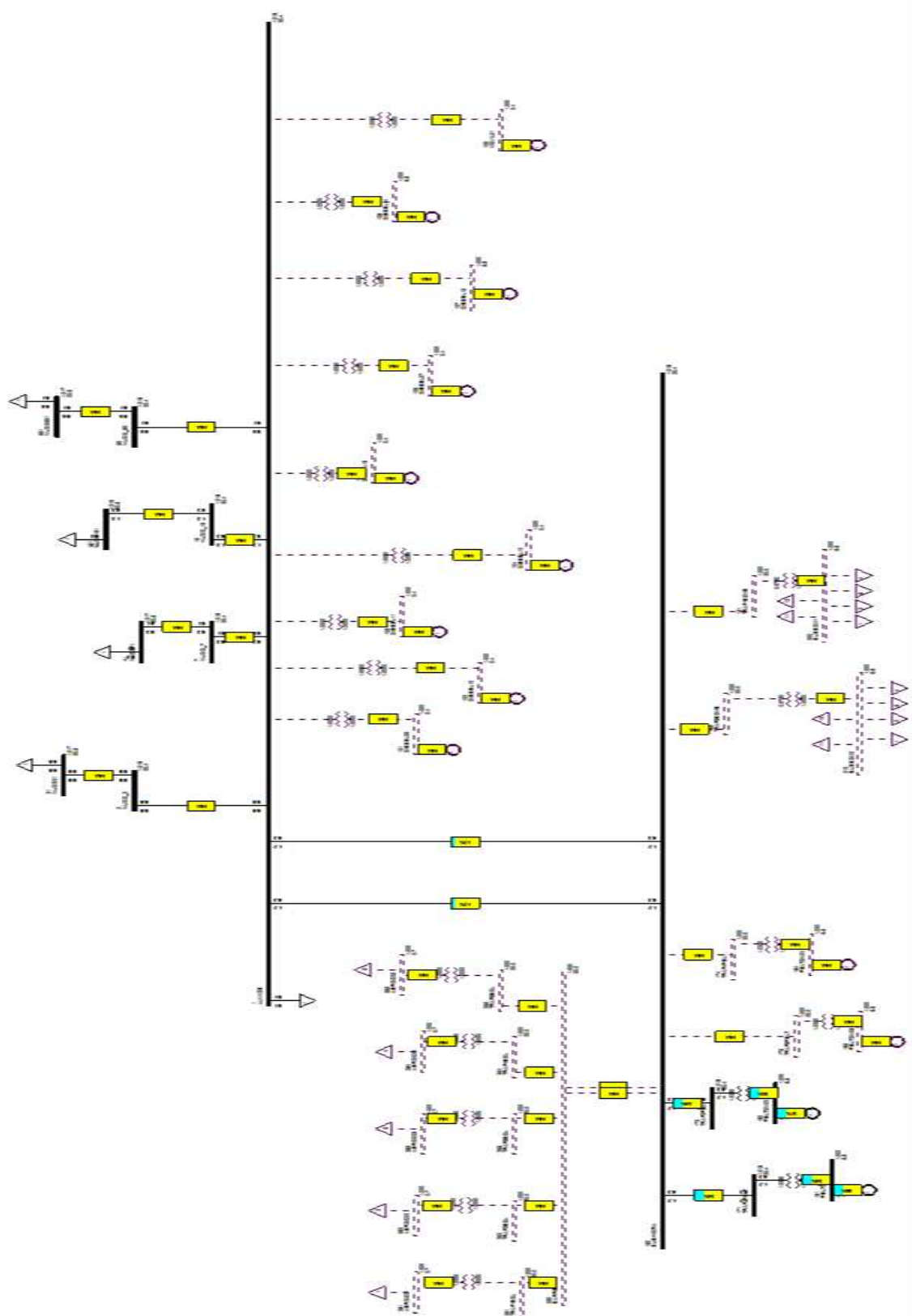


Fig 6.10 Flujo de cargas en escenario Valle Hidráulica (Grado de carga)



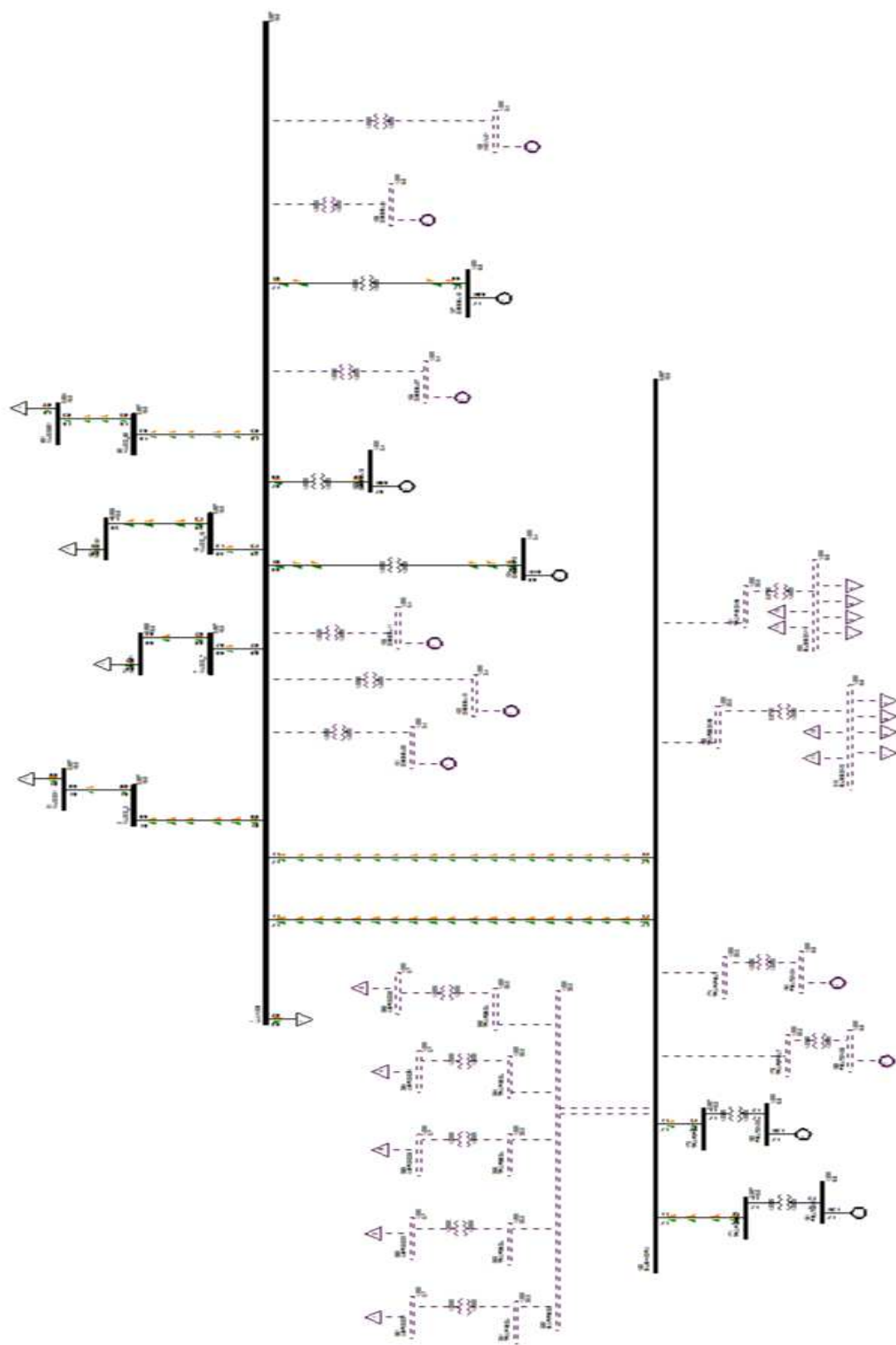


Fig 6.11 Flujo de cargas en escenario Punta Diésel + Hidráulica



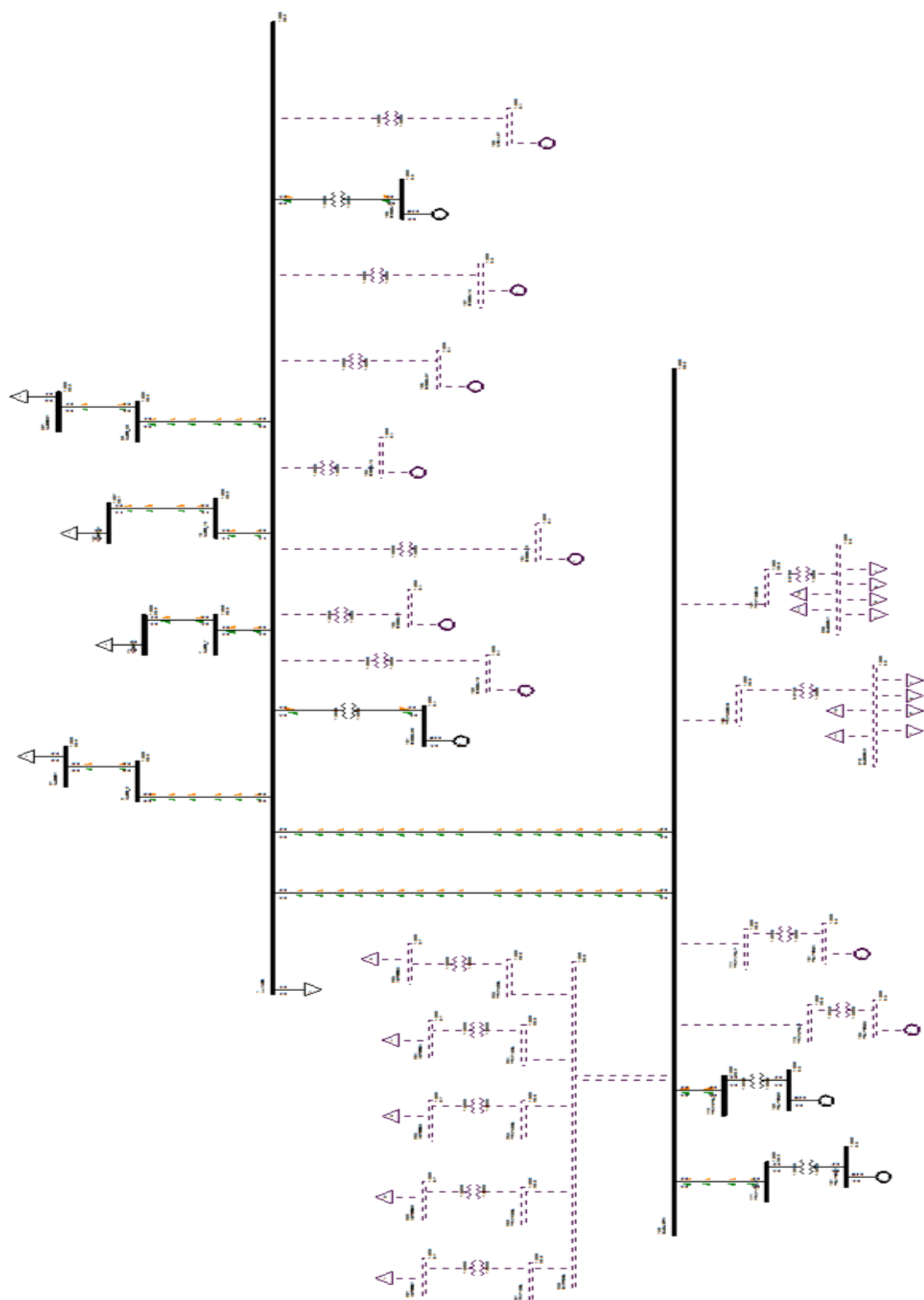


Fig 6.13 Flujo de cargas en escenario Valle Diésel + Hidráulica

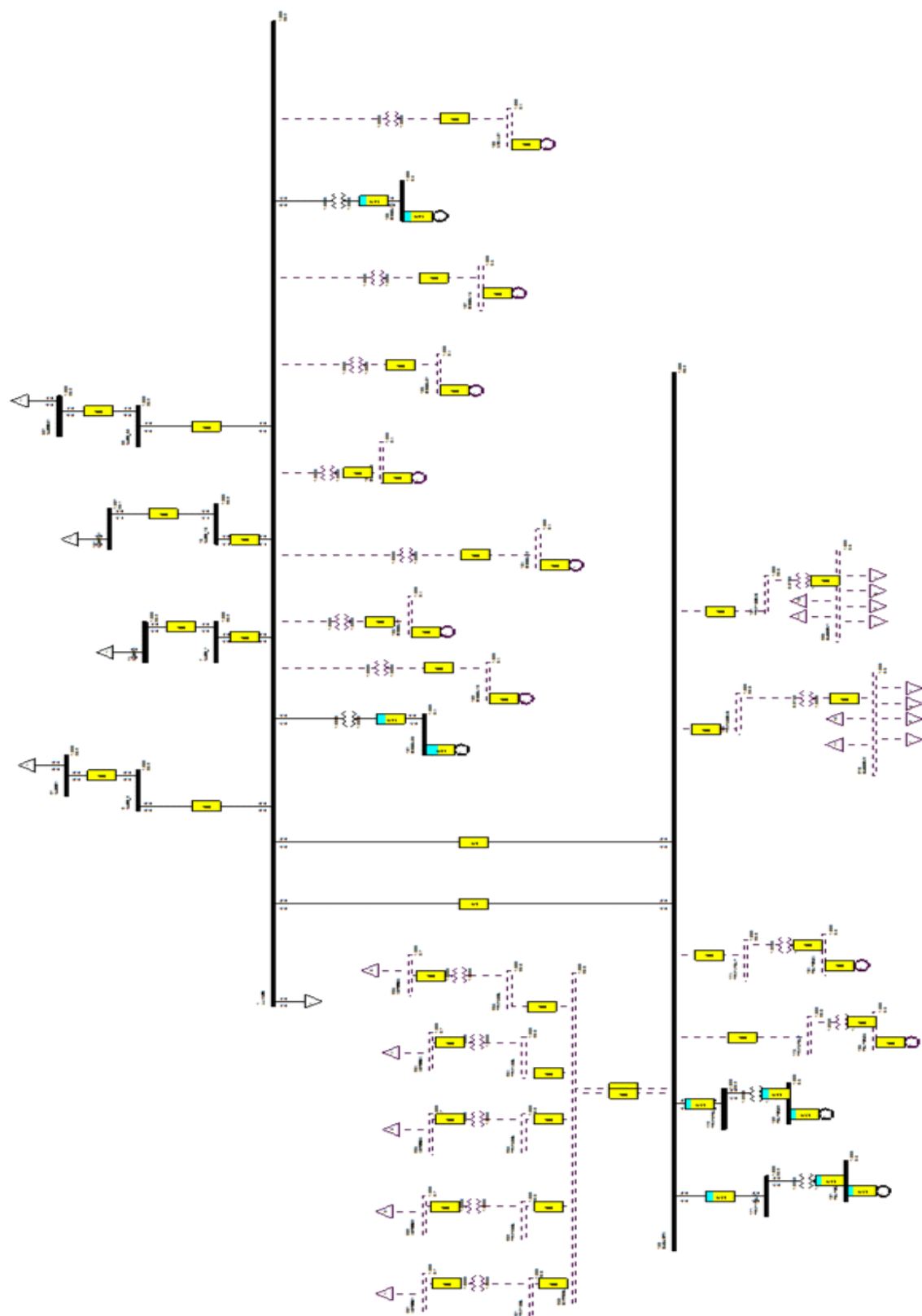


Fig 6.14 Flujo de cargas en escenario Valle Diésel + Hidráulica (Grado de carga)

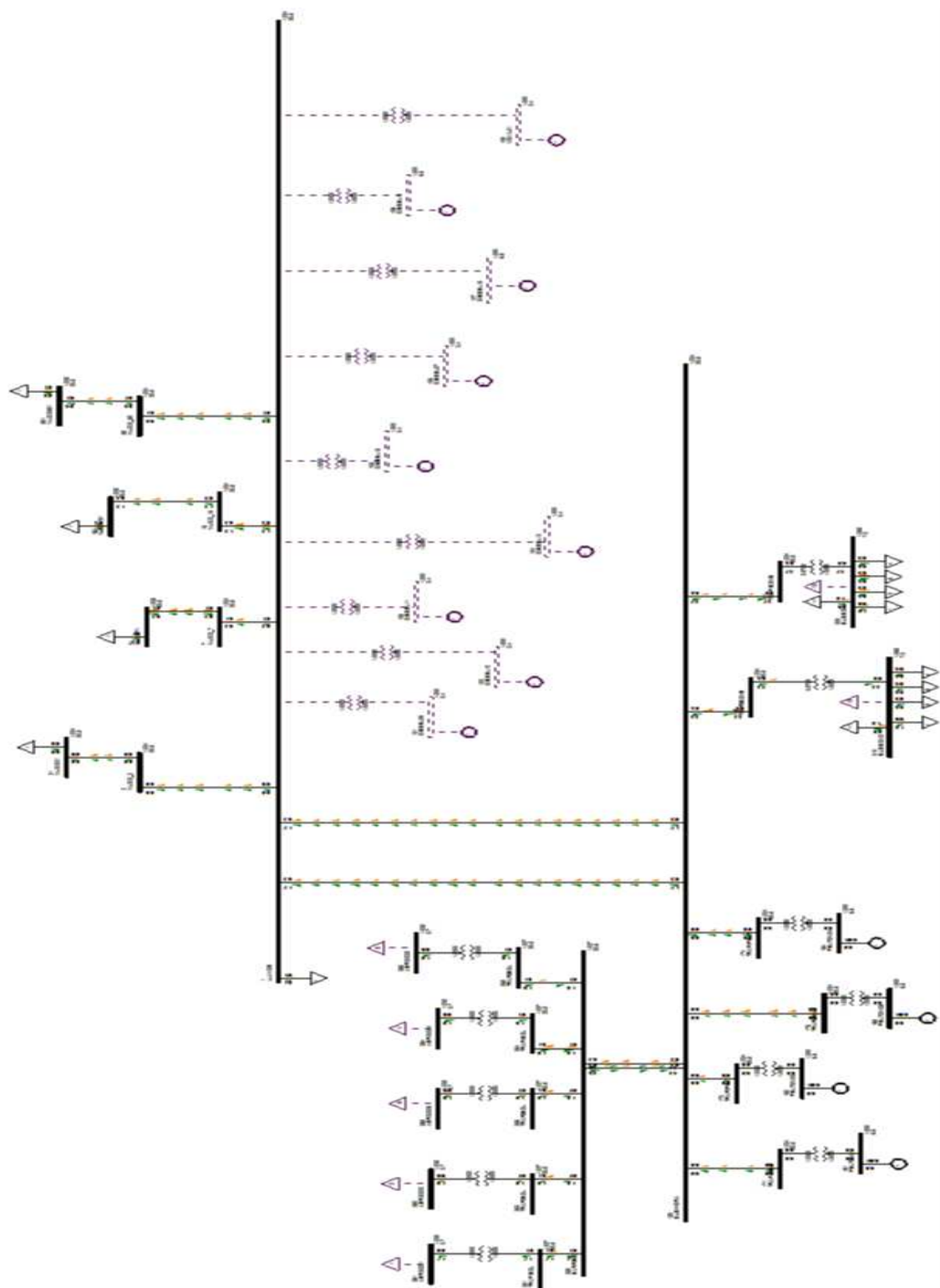


Fig 6.15 Flujo de cargas en escenario Valle Eólica + Bombas + Compensadores hidráulicos

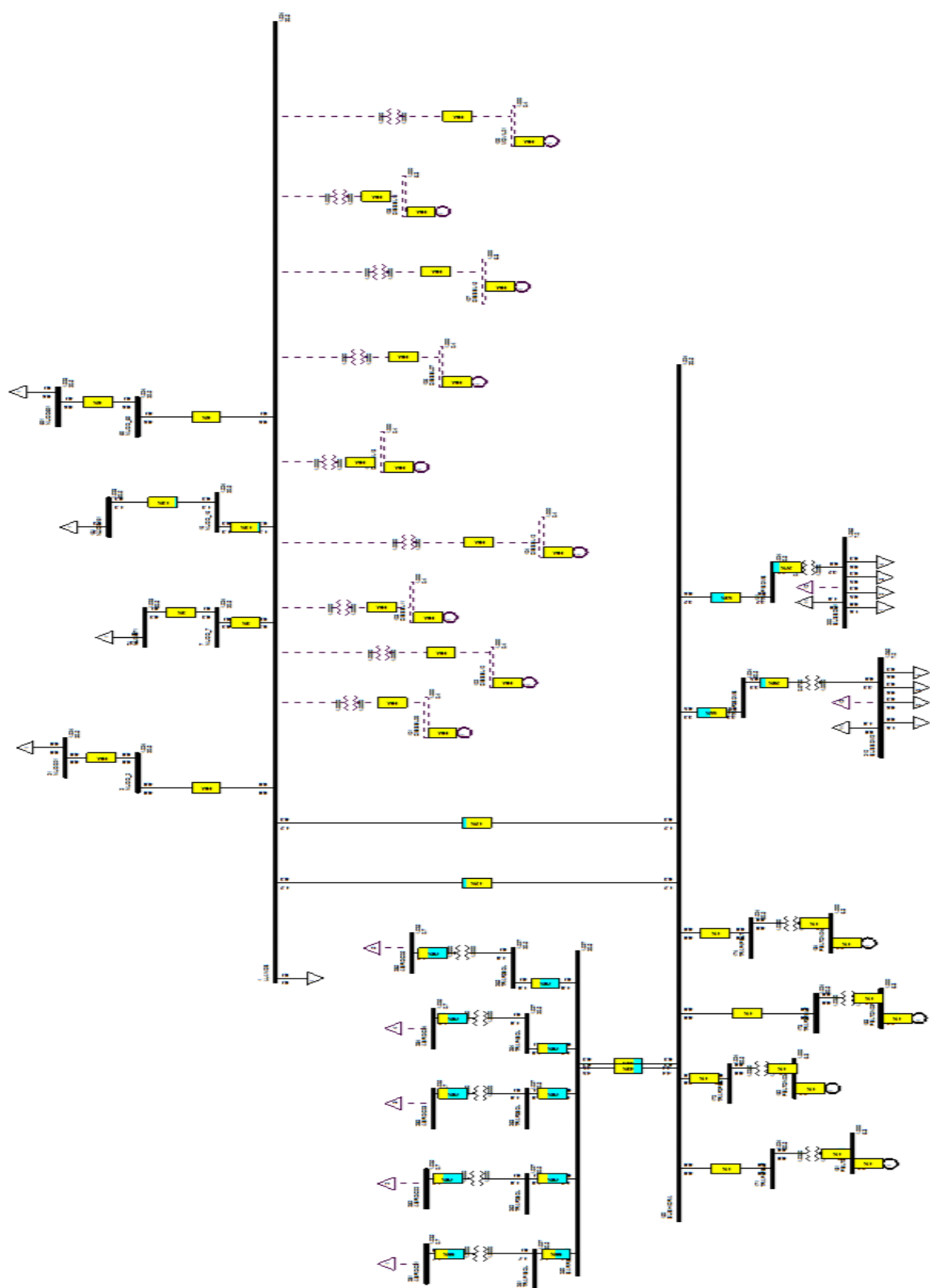


Fig 6.16 Flujo de cargas en escenario Valle Eólica + Bombas + Compensadores hidráulicos (Grado de carga)

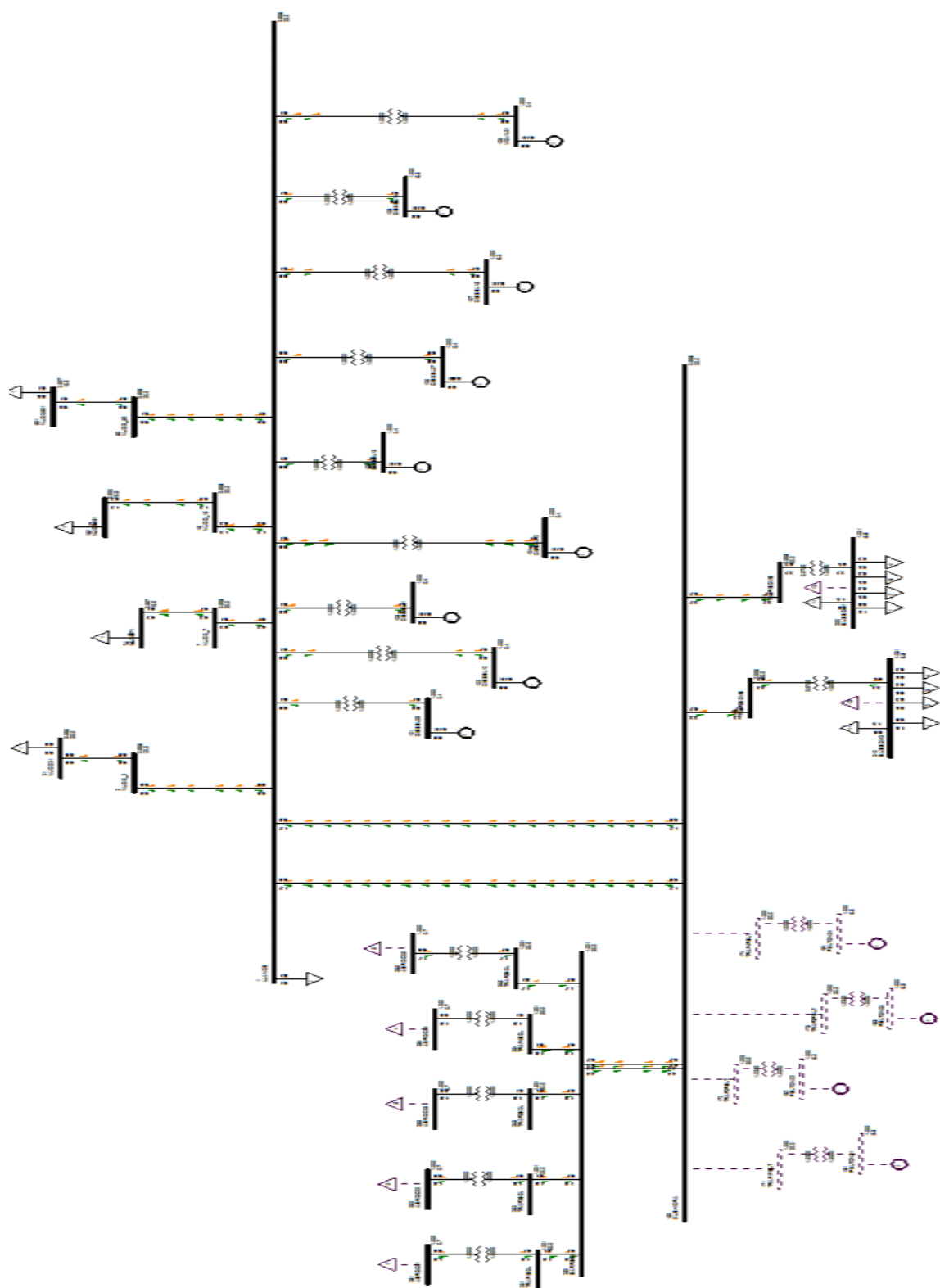


Fig 6.17 Flujo de cargas en escenario Valle Eólica + Bombas + Compensadores diésel

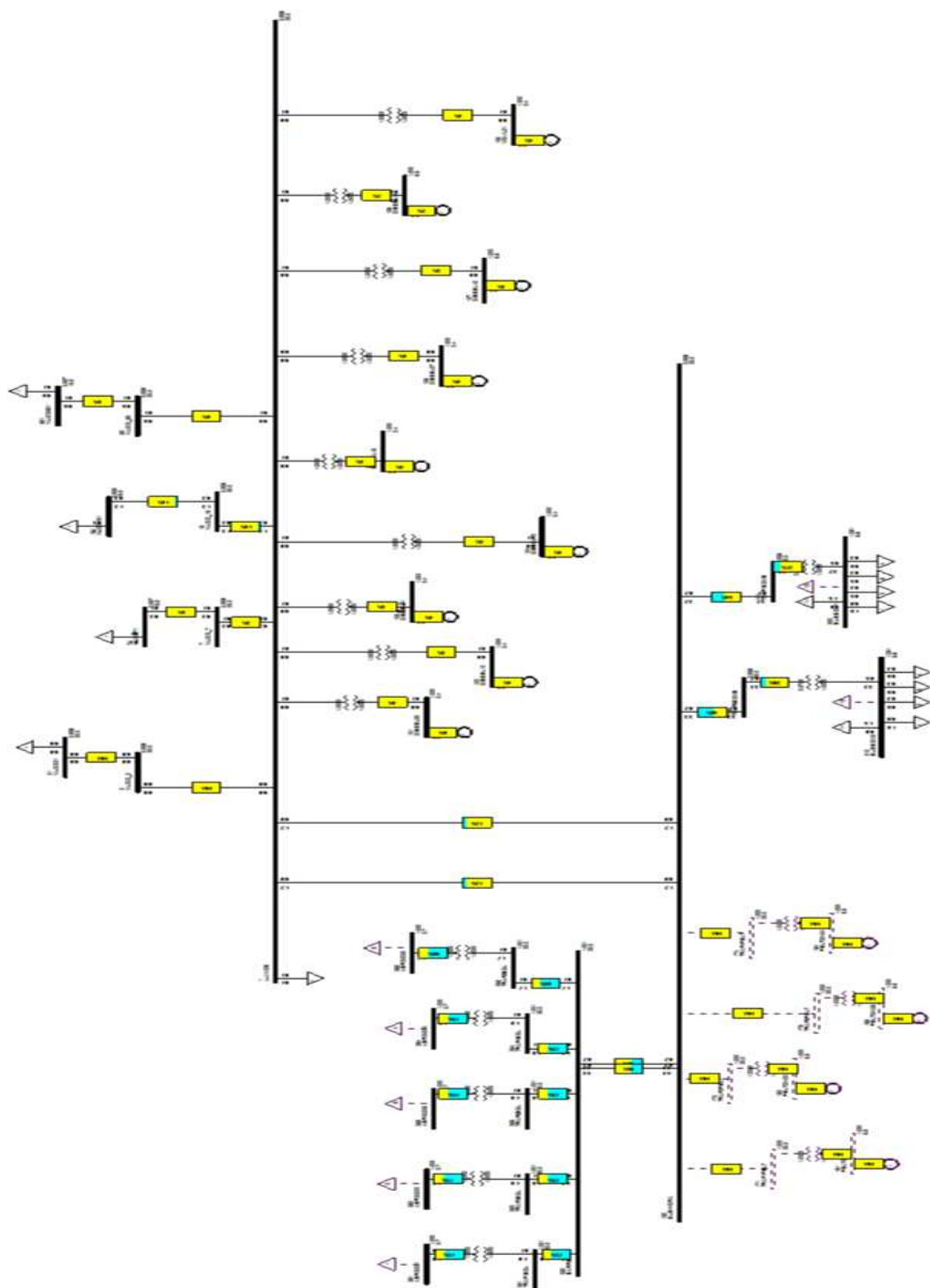


Fig 6.16 Flujo de cargas en escenario Valle Eólica + Bombas + Compensadores diésel (Grado de carga)



## – Resultados de los flujos de cargas por escenario

### ◆ Escenario Punta Diésel

DEFAULT OPTIONS MODIFIED:

MULTI-SECTION LINE REPORTING: OFF

ITER	DELTAP	BUS	DELTAQ	BUS	DELTA/V/	BUS	DELTAANG	BUS
0	0.0385(	161 )	0.0127(	161 )				
					0.02038(	161 )	0.03609(	107 )
1	0.0011(	161 )	0.0018(	1 )				
					0.00141(	161 )	0.00226(	161 )
2	0.0000(	161 )	0.0000(	1 )				

REACHED TOLERANCE IN 2 ITERATIONS

LARGEST MISMATCH: 0.00 MW 0.00 MVAR 0.00 MVA AT BUS 161 [NUDO161 20.000]  
 SYSTEM TOTAL ABSOLUTE MISMATCH: 0.00 MVA

SWING BUS SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	PGEN	PMAX	PMIN	QGEN	QMAX	QMIN
102	DIESEL10	0.4000	0.8	1.5	0.0	0.4	1.0	-1.0

### ◆ Escenario Valle Diésel

DEFAULT OPTIONS MODIFIED:

MULTI-SECTION LINE REPORTING: OFF

ITER	DELTAP	BUS	DELTAQ	BUS	DELTA/V/	BUS	DELTAANG	BUS
0	0.0133(	161 )	0.0104(	172 )				
					0.01840(	172 )	0.02816(	161 )
1	0.0003(	161 )	0.0003(	172 )				
					0.00072(	172 )	0.00045(	161 )
2	0.0000(	161 )	0.0000(	1 )				

REACHED TOLERANCE IN 2 ITERATIONS

LARGEST MISMATCH: 0.00 MW 0.00 MVAR 0.00 MVA AT BUS 161 [NUDO161 20.000]  
 SYSTEM TOTAL ABSOLUTE MISMATCH: 0.00 MVA

SWING BUS SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	PGEN	PMAX	PMIN	QGEN	QMAX	QMIN
181	PELTON01	6.3000	1.2	2.8	0.0	0.3	1.8	-1.8

### ◆ Escenario Punta Hidráulica

DEFAULT OPTIONS MODIFIED:

MULTI-SECTION LINE REPORTING: OFF

ITER	DELTAP	BUS	DELTAQ	BUS	DELTA/V/	BUS	DELTAANG	BUS
0	0.0385(	161 )	0.0127(	161 )				
			0.01338(	172 )	0.03916(	161 )		
1	0.0006(	161 )	0.0004(	173 )				
			0.00107(	172 )	0.00049(	182 )		
2	0.0000(	161 )	0.0000(	161 )				

REACHED TOLERANCE IN 2 ITERATIONS

LARGEST MISMATCH: 0.00 MW 0.00 MVAR 0.00 MVA AT BUS 161 [NUDO161 20.000]  
 SYSTEM TOTAL ABSOLUTE MISMATCH: 0.00 MVA

SWING BUS SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	PGEN	PMAX	PMIN	QGEN	QMAX	QMIN
181	PELTON01	6.3000	1.6	2.8	0.0	0.6	1.8	-1.8

### ◆ Escenario Valle Hidráulico

DEFAULT OPTIONS MODIFIED:

MULTI-SECTION LINE REPORTING: OFF

ITER	DELTAP	BUS	DELTAQ	BUS	DELTA/V/	BUS	DELTAANG	BUS
0	0.0133(	161 )	0.0104(	172 )				
			0.01840(	172 )	0.02816(	161 )		
1	0.0003(	161 )	0.0003(	172 )				
			0.00072(	172 )	0.00045(	161 )		

2 0.0000( 161 ) 0.0000( 1 )

REACHED TOLERANCE IN 2 ITERATIONS

LARGEST MISMATCH: 0.00 MW 0.00 MVAR 0.00 MVA AT BUS 161 [NUDO161 20.000]

SYSTEM TOTAL ABSOLUTE MISMATCH: 0.00 MVA

SWING BUS SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	PGEN	PMAX	PMIN	QGEN	QMAX	QMIN
181	PELTON01	6.3000	1.2	2.8	0.0	0.3	1.8	-1.8

### ◆ Escenario Punta Diésel + Hidráulico

DEFAULT OPTIONS MODIFIED:

MULTI-SECTION LINE REPORTING: OFF

ITER	DELTAP	BUS	DELTAQ	BUS	DELTA/V/	BUS	DELTAANG	BUS
0	0.0385( 161 )		0.0127( 161 )					
			0.00618( 161 )		0.03343( 161 )			
1	0.0003( 161 )		0.0009( 1 )					
			0.00106( 161 )		0.00128( 105 )			
2	0.0000( 161 )		0.0000( 1 )					

REACHED TOLERANCE IN 2 ITERATIONS

LARGEST MISMATCH: 0.00 MW 0.00 MVAR 0.00 MVA AT BUS 161 [NUDO161 20.000]

SYSTEM TOTAL ABSOLUTE MISMATCH: 0.00 MVA

SWING BUS SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	PGEN	PMAX	PMIN	QGEN	QMAX	QMIN
104	DIESEL12	0.4000	0.9	1.5	0.0	-0.1	1.0	-1.0

### ◆ Escenario Valle Diésel + Hidráulico

DEFAULT OPTIONS MODIFIED:

MULTI-SECTION LINE REPORTING: OFF

ITER	DELTAP	BUS	DELTAQ	BUS	DELTA/V/	BUS	DELTAANG	BUS
0	0.0133( 161 )		0.0104( 172 )					

```

                                0.00902( 171 ) 0.01842( 161 )
1    0.0002( 161 ) 0.0001( 172 )
                                0.00027( 171 ) 0.00033( 108 )
2    0.0000( 161 ) 0.0000( 161 )

```

REACHED TOLERANCE IN 2 ITERATIONS

LARGEST MISMATCH: 0.00 MW 0.00 MVAR 0.00 MVA AT BUS 161 [NUDO161 20.000]

SYSTEM TOTAL ABSOLUTE MISMATCH: 0.00 MVA

SWING BUS SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	PGEN	PMAX	PMIN	QGEN	QMAX	QMIN
101	DIESEL09	0.4000	0.5	1.1	0.0	-0.4	0.8	-0.8

### ◆ Escenario Valle - Eólica + Bombas (Compensadores diésel)

DEFAULT OPTIONS MODIFIED:

MULTI-SECTION LINE REPORTING: OFF

CASE C:\Julia\Simulaciones eólicos\EscenarioA.sav WAS SAVED ON WED, MAR 03 2010 11:48

```

ITER  DELTAP  BUS    DELTAQ  BUS    DELTA/V/  BUS    DELTAANG  BUS
0    0.0133( 161 ) 0.0104( 172 )
                                0.01840( 172 ) 0.02816( 161 )
1    0.0003( 161 ) 0.0003( 172 )
                                0.00072( 172 ) 0.00045( 161 )
2    0.0000( 161 ) 0.0000( 1 )

```

REACHED TOLERANCE IN 2 ITERATIONS

LARGEST MISMATCH: -0.01 MW 0.00 MVAR 0.01 MVA AT BUS 210 [BUSBOM2 6.6000]

SYSTEM TOTAL ABSOLUTE MISMATCH: 0.02 MVA

SWING BUS SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	PGEN	PMAX	PMIN	QGEN	QMAX	QMIN
181	PELTON01	6.3000	0.0	2.8	0.0	0.0	1.8	-1.8

### ◆ Escenario Valle - Eólica + Bombas (Compensadores hidráulicos)

DEFAULT OPTIONS MODIFIED:

MULTI-SECTION LINE REPORTING: OFF

CASE C:\Julia\Simulaciones eólicos\EscenarioB.sav WAS SAVED ON WED, MAR 03 2010 11:48

ITER	DELTAP	BUS	DELTAQ	BUS	DELTA/V/	BUS	DELTAANG	BUS
0	0.0333(	210 )	0.0187(	210 )				
			0.07874(	200 )	0.07557(	282 )		
1	0.0037(	210 )	0.0029(	210 )				
			0.01291(	210 )	0.00543(	210 )		
2	0.0001(	210 )	0.0000(	210 )				

REACHED TOLERANCE IN 2 ITERATIONS

LARGEST MISMATCH: -0.01 MW 0.00 MVAR 0.01 MVA AT BUS 210 [BUSBOM2 6.6000]  
 SYSTEM TOTAL ABSOLUTE MISMATCH: 0.06 MVA

SWING BUS SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	PGEN	PMAX	PMIN	QGEN	QMAX	QMIN
181	PELTON01	6.3000	0.0	2.8	0.0	0.0	1.8	-1.8

## 6.4 Datos dinámicos de los modelos

En este apartado se muestran las tablas de datos dinámicos para cada uno de los modelos utilizados en el proyecto. Los modelos han sido explicados con detalle anteriormente, pero aún así se repiten aquí los diagramas de bloques de los mismos para facilitar la identificación de cada uno de los parámetros.

### – Generadores

Se incluyen a continuación los datos dinámicos empleados para los generadores. La tabla siguiente muestra los valores utilizados para los diferentes datos de entrada del modelo **GENSAL**. Se indica, para cada generador, el nudo donde se encuentra conectado, el nombre del modelo utilizado y los valores fijados para los parámetros de dicho modelo.

NOMBRE	IDBUS	MODEL	I	T <sup>do</sup>	T <sup>do</sup>	T <sup>qo</sup>	H	D	X <sub>d</sub>	X <sub>q</sub>	X <sub>d'</sub>	X <sup>d</sup> =X <sup>q</sup>	X <sub>1</sub>	S(1.0)	S(1.2)
DIÉSEL09	101	GENSAL	1	4.7436	0.01326	0.01371	2	0	2.597	1.1949	0.1761	0.1284	0.1000	0.07	0.33
DIÉSEL10	102	GENSAL	1	4.7436	0.01326	0.01371	2	0	2.597	1.1949	0.1761	0.1284	0.1000	0.07	0.33
DIÉSEL11	103	GENSAL	1	4.7436	0.01326	0.01371	2	0	2.597	1.1949	0.1761	0.1284	0.1000	0.07	0.33
DIÉSEL12	104	GENSAL	1	4.7436	0.01326	0.01371	2	0	2.597	1.1949	0.1761	0.1284	0.1000	0.07	0.33
DIÉSEL13	105	GENSAL	1	4.7346	0.01326	0.01371	2	0	2.597	1.1949	0.1761	0.1284	0.1000	0.07	0.33
DIÉSEL07	106	GENSAL	1	3.35	0.09500	0.095	2	0	1.250	0.7000	0.3800	0.3000	0.1000	0.07	0.33
DIÉSEL15	107	GENSAL	1	3.35	0.09500	0.095	2	0	1.250	0.7000	0.3800	0.1200	0.1000	0.07	0.33
DIÉSEL14	108	GENSAL	1	3.35	0.09500	0.095	2	0	1.250	0.7000	0.3800	0.1200	0.1000	0.07	0.33
MÓVIL 01	109	GENSAL	1	3.35	0.09500	0.095	2	0	1.250	0.7000	0.3800	0.1200	0.1000	0.07	0.33
PELTON01	181	GENSAL	1	3.67	0.01400	0.01400	3	0	0.470	0.4000	0.2200	0.1200	0.158	0.10	0.40
PELTON02	182	GENSAL	1	3.67	0.01400	0.01400	3	0	0.470	0.7000	0.2200	0.1200	0.158	0.10	0.40
PELTON03	183	GENSAL	1	3.67	0.01400	0.01400	3	0	0.470	0.7000	0.2200	0.1200	0.158	0.10	0.40
PELTON04	184	GENSAL	1	3.67	0.01400	0.01400	3	0	0.470	0.7000	0.2200	0.1200	0.158	0.10	0.40

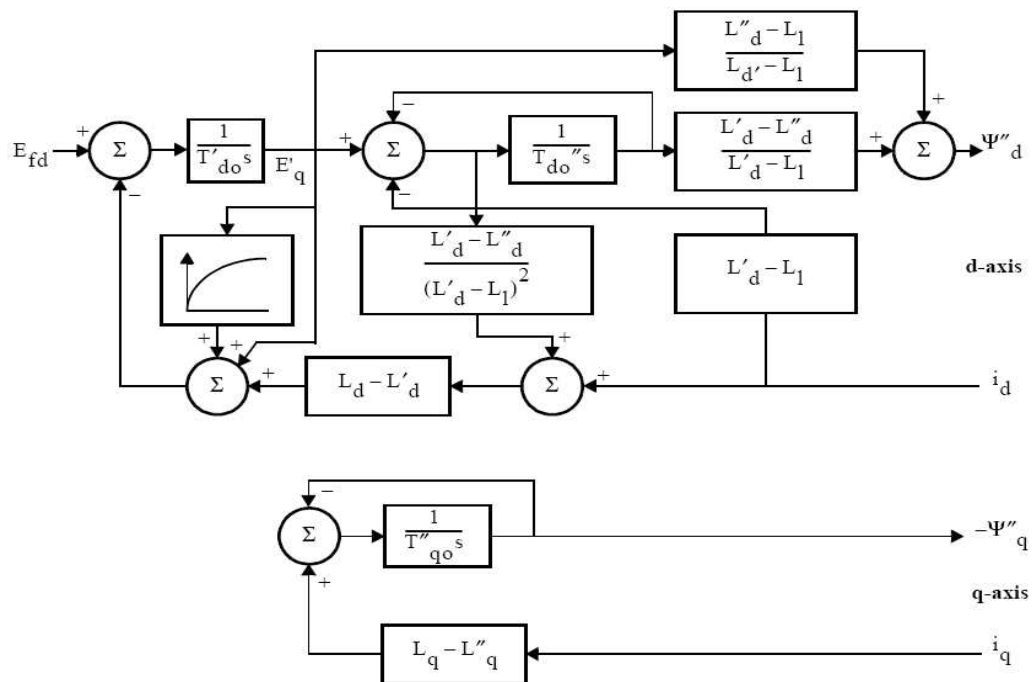


Fig 6.17 Diagrama de bloques de GENSAL

### - Sistemas de excitación

El modelo empleado para representar el comportamiento dinámico del regulador de tensión de los generadores es el **IEEEEX1**, anteriormente explicado. En la tabla se ven los parámetros fijados en el modelo de regulador de tensión IEEEEX1 correspondiente a cada uno de los generadores de la central hidráulica.

NOMBRE	IBUS	MODEL	I	TR	KA	TA	TB	TC	VRMAX	VRMIN	KE	TE	KF	TF1	E1	SE(E1)	E2	SE(E2)
PELTON01	181	IEEEEX1	1	0	40	0.06	1	1	1.53	-1.53	-0.01	0.95	0.08	1	2.25	0.035	3.4	0.45
PELTON02	182	IEEEEX1	1	0	40	0.06	1	1	1.53	-1.53	-0.01	0.95	0.08	1	2.25	0.035	3.4	0.45
PELTON03	183	IEEEEX1	1	0	40	0.06	1	1	1.53	-1.53	-0.01	0.95	0.08	1	2.25	0.035	3.4	0.45
PELTON04	184	IEEEEX1	1	0	40	0.06	1	1	1.53	-1.53	-0.01	0.95	0.08	1	2.25	0.035	3.4	0.45

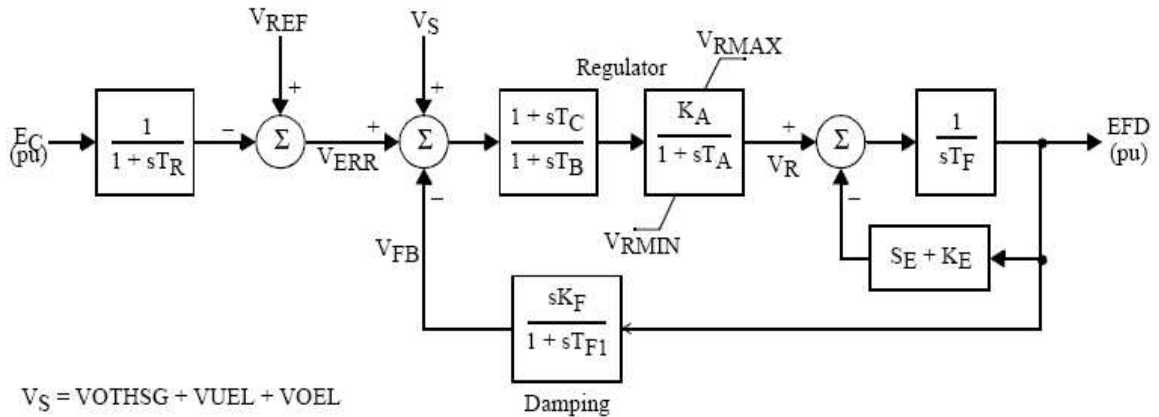


Fig 6.18 Diagrama de bloques de IEEEEX1

El modelo utilizado para la representación del régimen dinámico del regulador de tensión de los generadores diésel de la central térmica de Llanos Blancos es el modelo **EXBAS**. En la tabla se indica el nudo donde se encuentra conectado el generador al que se le asigna el modelo, el nombre del modelo utilizado y los parámetros del mismo.

NOMBRE	IDBUS	MODEL	I	Tr	Kp	KI	KA	TA	TB	TC	VRMAX	VRMIN	KF	TF	TF1	TF2
DIÉSEL09	101	EXBAS	1	0.011	0.576	2.88	424	0.036	0	0	11.1	-11.1	0.0125	0.075	0	0.5
DIÉSEL10	102	EXBAS	1	0.011	0.576	2.88	424	0.036	0	0	11.1	-11.1	0.0125	0.075	0	0.5
DIÉSEL11	103	EXBAS	1	0.011	0.576	2.88	424	0.036	0	0	11.1	-11.1	0.0125	0.075	0	0.5
DIÉSEL12	104	EXBAS	1	0.011	0.576	2.88	424	0.036	0	0	11.1	-11.1	0.0125	0.075	0	0.5
DIÉSEL13	105	EXBAS	1	0.011	0.576	2.88	424	0.036	0	0	11.1	-11.1	0.0125	0.075	0	0.5
DIÉSEL07	106	EXBAS	1	0.011	0.576	2.88	424	0.036	0	0	11.1	-11.1	0.0125	0.075	0	0.5
DIÉSEL15	107	EXBAS	1	0.011	0.576	2.88	424	0.036	0	0	11.1	-11.1	0.0125	0.075	0	0.5
DIÉSEL14	108	EXBAS	1	0.011	0.576	2.88	424	0.036	0	0	11.1	-11.1	0.0125	0.075	0	0.5
MÓVIL 01	109	EXBAS	1	0.011	0.576	2.88	424	0.036	0	0	11.1	-11.1	0.0125	0.075	0	0.5



KE	TE	KC	KD	E1	SE(E1)	E2	SE(E2)
1	0.3	0.01	0.2	3.5	0.15	4.5	0.33
1	0.3	0.01	0.2	3.5	0.15	4.5	0.33
1	0.3	0.01	0.2	3.5	0.15	4.5	0.33
1	0.3	0.01	0.2	3.5	0.15	4.5	0.33
1	0.3	0.01	0.2	3.5	0.15	4.5	0.33
1	0.3	0.01	0.2	3.5	0.15	4.5	0.33
1	0.3	0.01	0.2	3.5	0.15	4.5	0.33
1	0.3	0.01	0.2	3.5	0.15	4.5	0.33
1	0.3	0.01	0.2	3.5	0.15	4.5	0.33
1	0.3	0.01	0.2	3.5	0.15	4.5	0.33

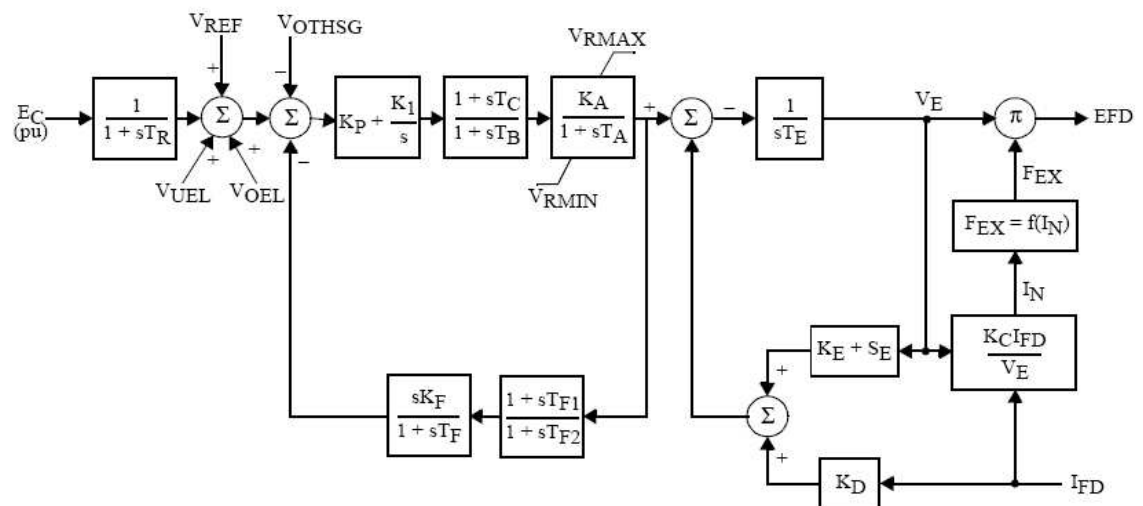


Fig 6.19 Diagrama de bloques de EXBAS

### - Reguladores de velocidad y turbinas

En este estudio se ha utilizado para representar el comportamiento del regulador de velocidad y la turbina de los grupos hidráulicos el modelo **HYGOV**.

NOMBRE	IBUS	MODEL	R	r	Tr	Tf	Tg	VELM	Gmax	Gmin	Tw	At	Dturb	qNL
PELTON01	181	HYGOV	0.04	0.2	3	0.05	0.5	0.167	1	0	0.96	1.2	1.75	0.08
PELTON02	182	HYGOV	0.04	0.2	3	0.05	0.5	0.167	1	0	0.96	1.2	1.75	0.08
PELTON03	183	HYGOV	0.04	0.2	3	0.05	0.5	0.167	1	0	0.96	1.2	1.75	0.08
PELTON04	184	HYGOV	0.04	0.2	3	0.05	0.5	0.167	1	0	0.96	1.2	1.75	0.08

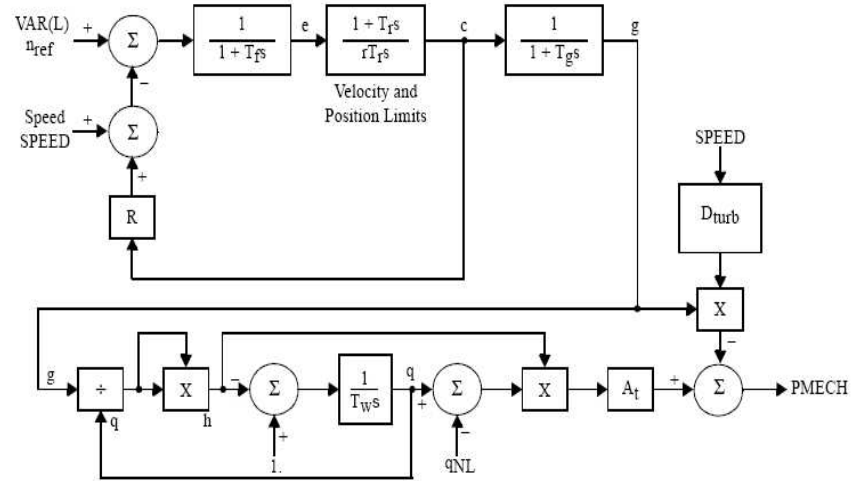


Fig 6.20 Diagrama de bloques de HYGOV

Además se ha utilizado para representar el comportamiento del regulador de velocidad y turbina de los grupos diésel el modelo **DEGOV1**. En la tabla se indica el nudo al que se encuentra conectado el modelo, el nombre del modelo y los parámetros del mismo.

NOMBRE	IDBUS	MODEL	I	Droop Control	T1	T2	T3	K	T4	T5	T6	TD	TMAX	TMIN	Droop	TE
DIÉSEL09	101	DEGOV1	1	1	0.050	0.0000	2.0	3.0	0.0	0.200	0.000	0	0.8	0	0.04982	0.01
DIÉSEL10	102	DEGOV1	1	1	0.019	0.0053	1.6	10.0	0.3	0.011	0.185	0	0.8	0	0.06067	0.50
DIÉSEL11	103	DEGOV1	1	1	0.019	0.0053	1.6	6.6	0.4	0.011	0.185	0	0.8	0	0.06067	1.60
DIÉSEL12	104	DEGOV1	1	1	0.050	0.0000	1.0	3.0	0.0	0.100	0.000	0	0.8	0	0.04880	0.01

DIÉSEL13	105	DEGOV1	1	1	0.050	0.0000	2.0	3.0	0.0	0.200	0.000	0	0.8	0	0.04880	0.01
DIÉSEL07	106	DEGOV1	1	1	0.019	0.0053	1.6	6.6	0.4	0.011	0.185	0	0.8	0	0.06000	1.60
DIÉSEL15	107	DEGOV1	1	1	0.019	0.0053	1.6	6.6	0.4	0.011	0.185	0	0.8	0	0.06211	1.60
DIÉSEL14	108	DEGOV1	1	1	0.019	0.0053	1.6	6.6	0.4	0.011	0.185	0	0.8	0	0.0626	1.60
MÓVIL 01	109	DEGOV1	1	1	0.019	0.0053	1.6	6.6	0.4	0.011	0.185	0	0.8	0	0.06067	1.60

### – Bombas

En este proyecto se ha considerado el modelo CIM6BL, que representa un motor de inducción de doble jaula cuyo esquema se pone a continuación. En la tabla se muestra el nombre del modelo utilizado y los valores de los parámetros de dicho modelo.

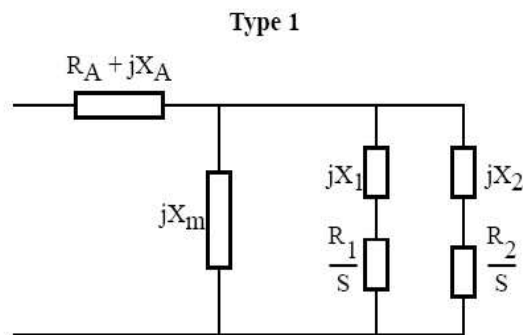


Fig 6.21 Diagrama de bloques de CIM6BL

NOMBRE	LID	IT	RA	XA	XM	R1	X1	R2	X2	E1	S1	E2	S2	MBASE
CIM6BL	2	1	0.01	0.1485	2.368	0.006	0.0772	0.0574	0.0172	2.25	0	3.4	0	0.63

H	V1	T1	TB	A	B	D	E	C	TNOM
2.5	0	0	0	1.45	0	0	0	0.063	0.47

## **6.5 Contingencias y resultados**

En este apartado se muestran los resultados gráficos del análisis dinámico obtenidos con el programa ante los distintos fallos que se puedan presentar en el sistema en diversos escenarios. En cada uno de los escenarios se provocará el fallo en el punto que se considere más desfavorable dentro del sistema. Para resaltar las contingencias y escenarios frente a los cuales la respuesta del sistema puede ser más significativa, a la hora de integrar o no parques eólicos se ha preferido dividir este análisis en dos partes: sin integración de parque eólico o con integración de parque eólico.

### **6.5.1 Planteamiento de contingencias sin integración del parque eólico**

#### **6.5.1.1 Cortocircuito trifásico**

Consiste en un fallo en el que las tres fases del sistema se ponen en contacto entre sí, directamente o a través de una impedancia de pequeño valor. Es el caso más grave de cortocircuito que se puede producir en un sistema de potencia, porque provoca un aumento severo de la corriente. Un cortocircuito trifásico que se prolongue mucho en el tiempo (porque no actúen las protecciones correspondientes) puede producir daños físicos en el equipamiento en los equipos de la red que impidan el restablecimiento del estado normal de operación en un plazo corto de tiempo.

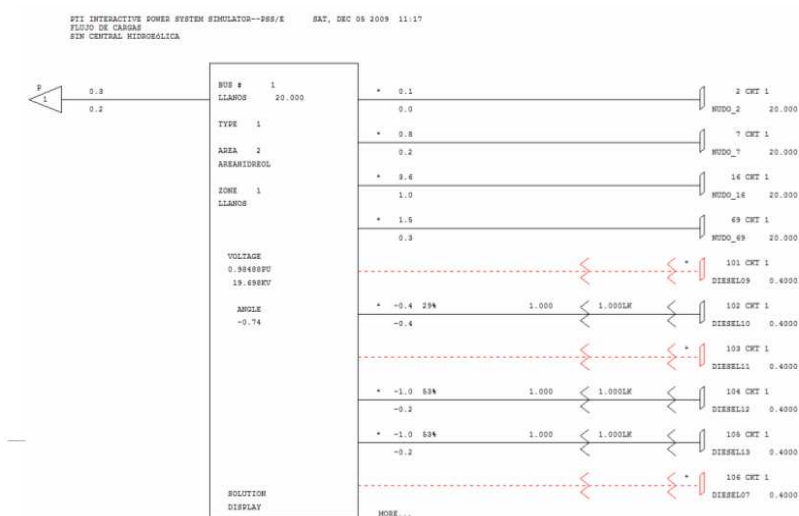
Se considera el punto más desfavorable de cortocircuito desde el punto de vista de la configuración eléctrica del sistema. El cortocircuito se simula en barras de la central (Nudo 1) y se observa la influencia de esta falta en los puntos relevantes, como pueda ser en bornes de los generadores o en el extremo de la línea que transporte menos potencia (Nudo 21). En situación de cortocircuito, la

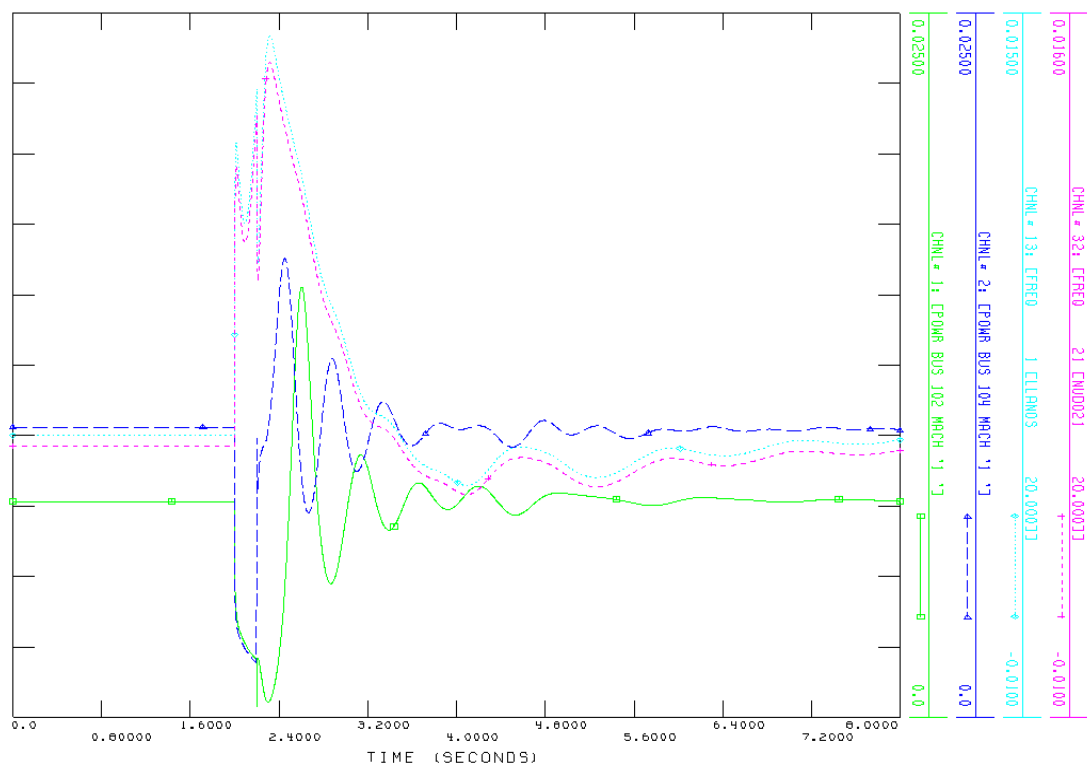
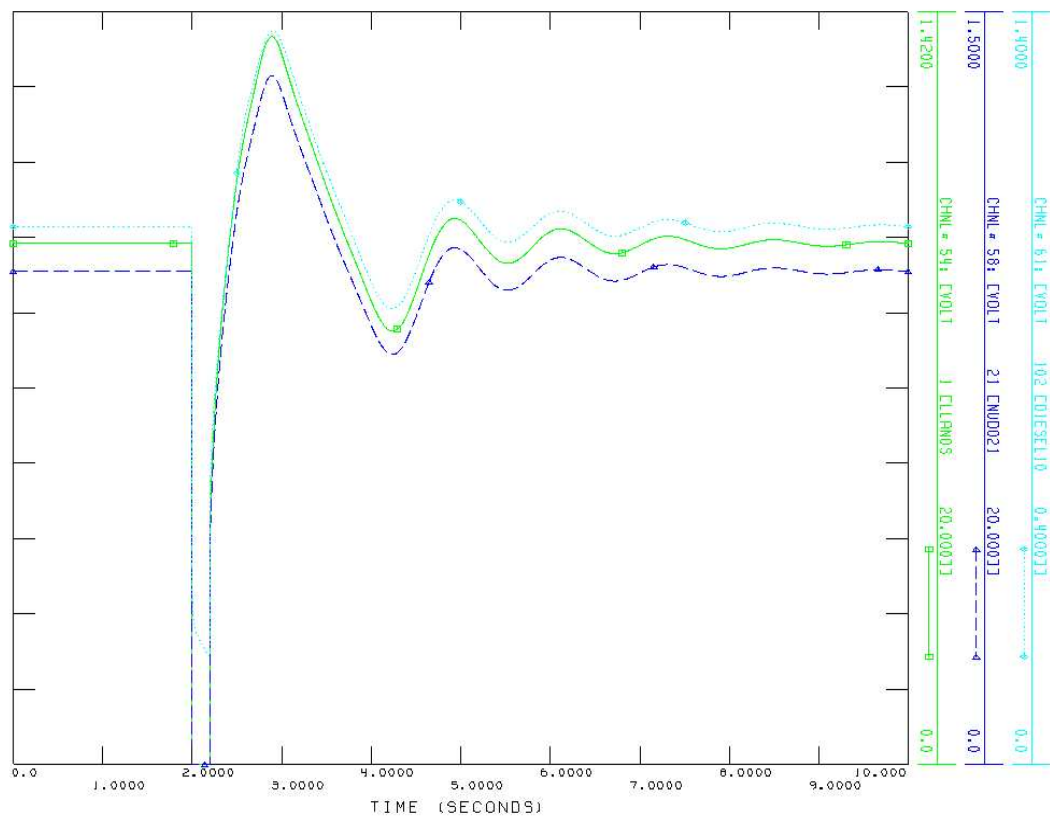
impedancia de una línea es inversamente proporcional a la potencia que transporta. Por este motivo, entre el nudo 2 y el 21 es donde se produce una caída de tensión mayor, lo que justifica que sea el comportamiento de las variables en el nudo 21 el que se represente. En los siguientes gráficos se observa cómo se comporta la tensión ante un cortocircuito rígido a tierra en el nudo 1. La tensión en este punto cae a cero y en los otros decae de forma notable. Al despejar la falta el sistema es capaz de recuperar la estabilidad.

Se ha tomado como tiempo de despeje de la falta 200 ms. Para el cálculo de esta magnitud se ha supuesto un interruptor tipo de media tensión, cuyo tiempo de actuación es de 45 ms y se ha sumado el tiempo correspondiente a la detección de la falta por parte de las protecciones del sistema.

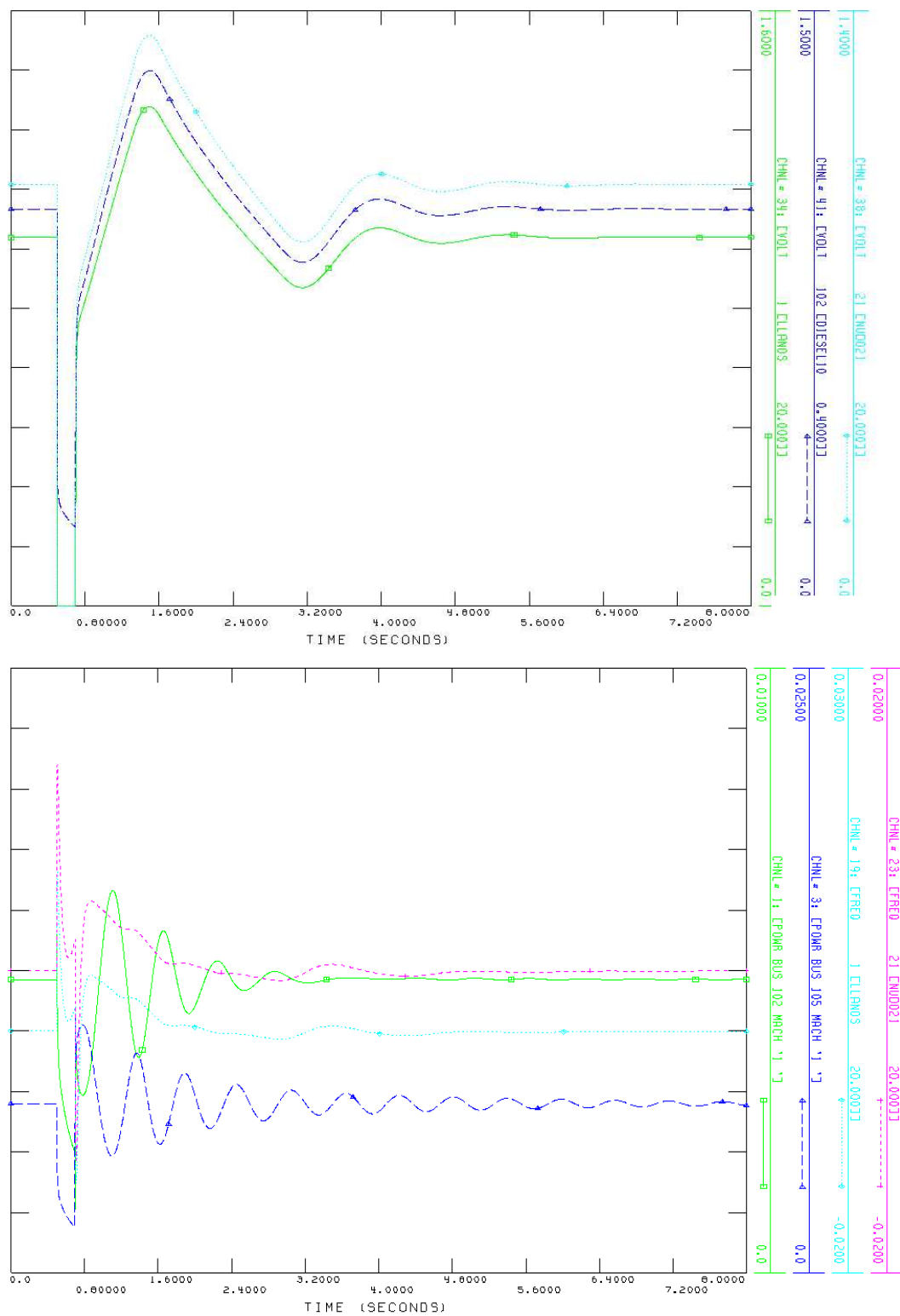
### – Caso I – Punta Diésel

Para este caso y a modo de ejemplo, junto a las simulaciones del programa en régimen dinámico se muestra una representación distinta del cortocircuito obtenida en PSS/E con el comando GOUT. Es posible para cada caso obtener esta representación en los distintos puntos del sistema.

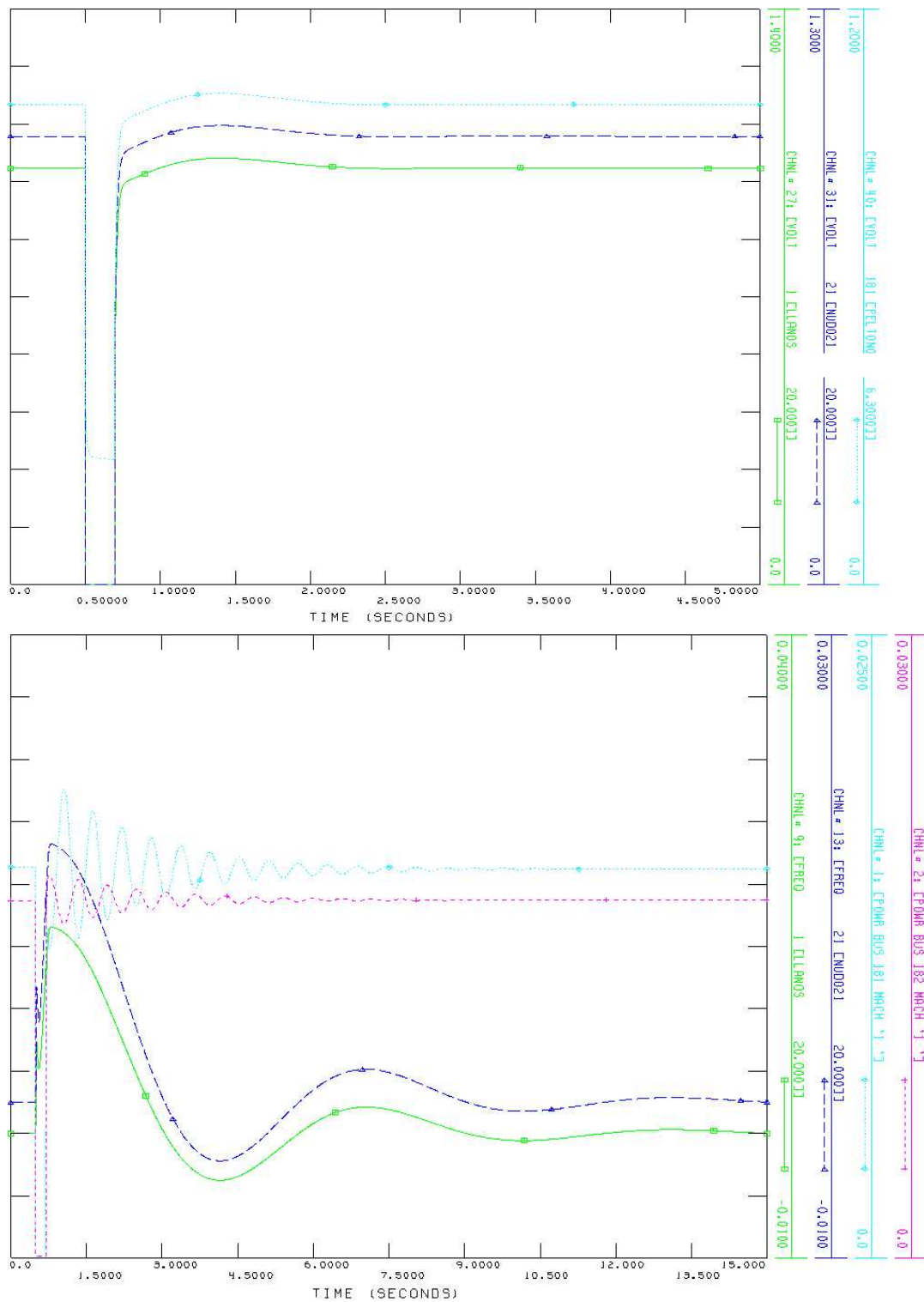




– *Caso II – Valle Diésel*

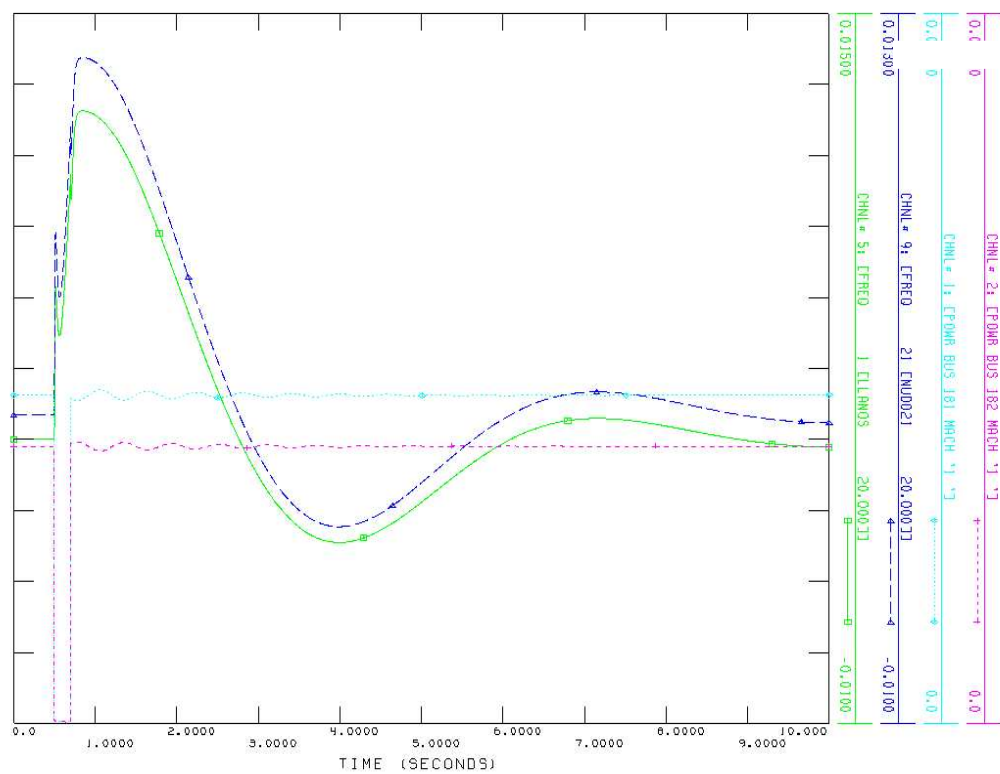
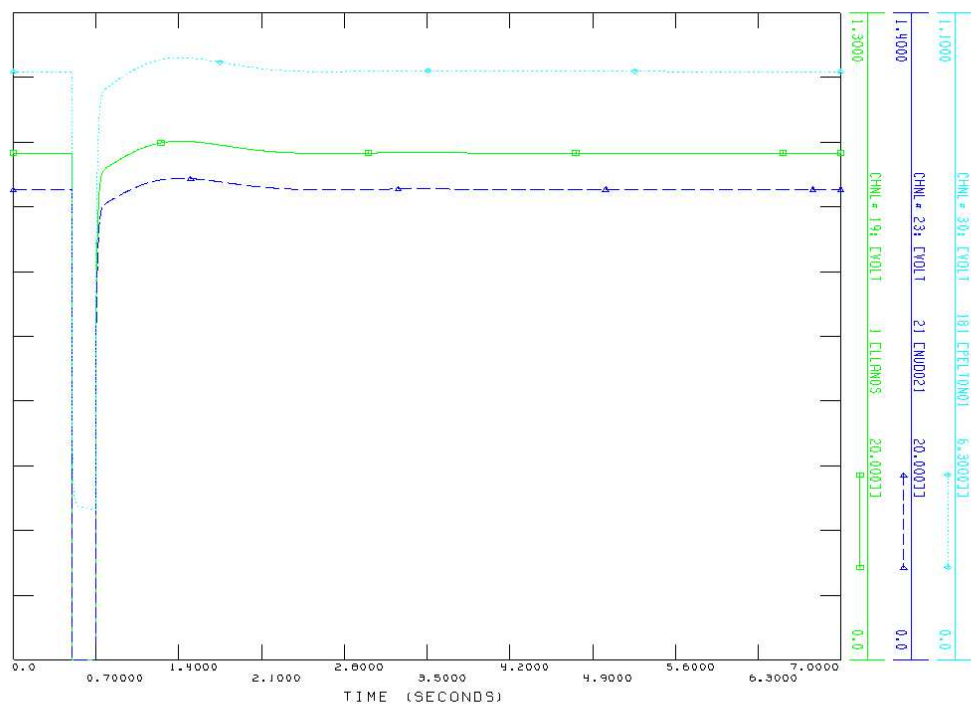


– *Caso III – Punta Hidráulica*

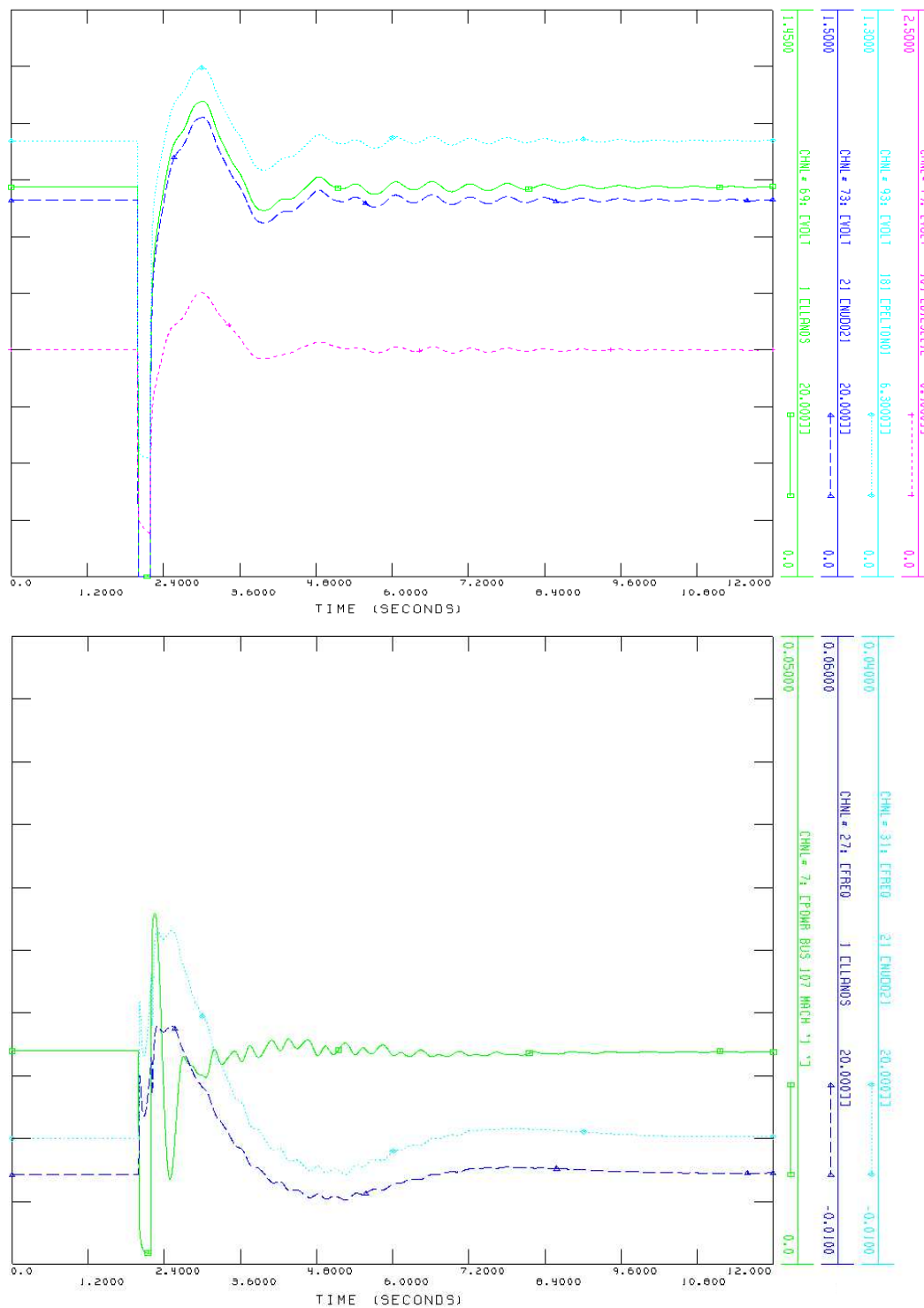




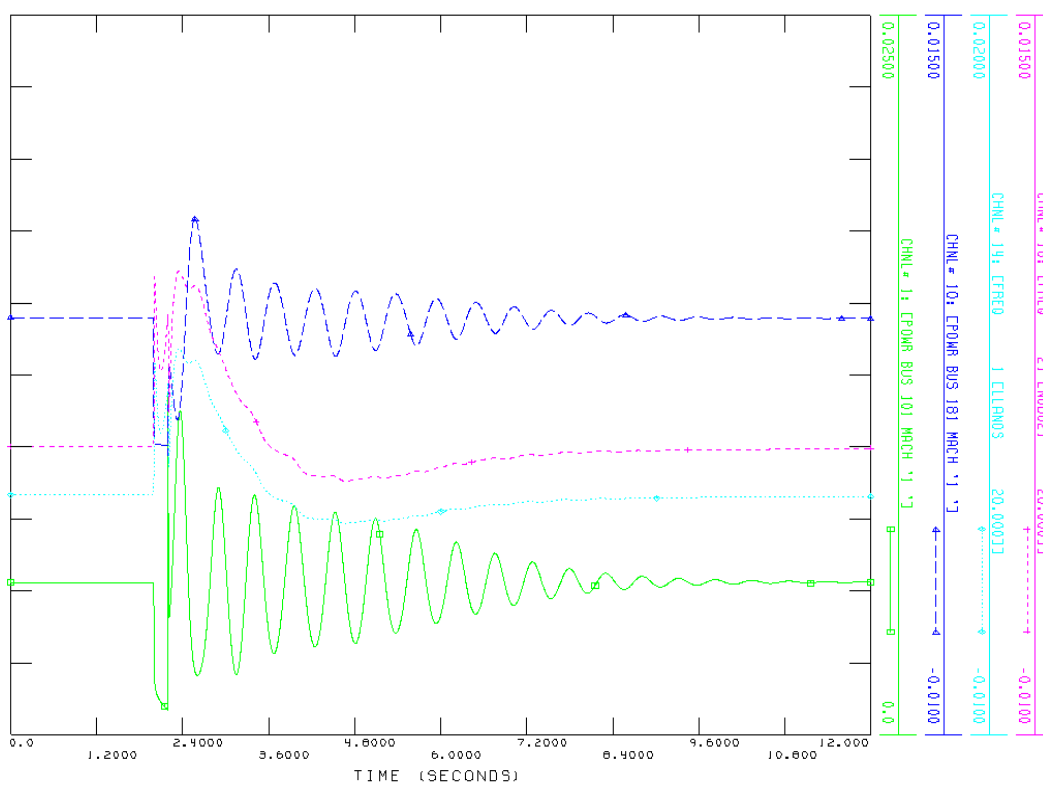
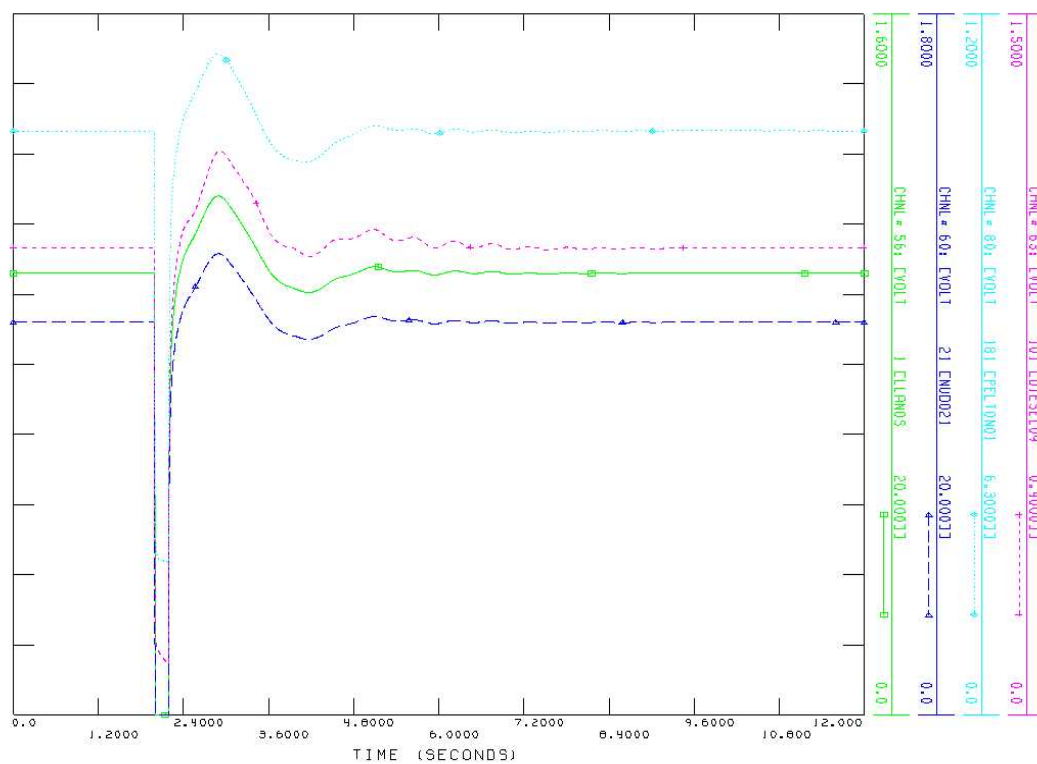
– *Caso IV – Valle Hidráulico*



– *Caso V – Punta Diésel + Hidráulica*



– *Caso VI – Valle Diésel + Hidráulica*

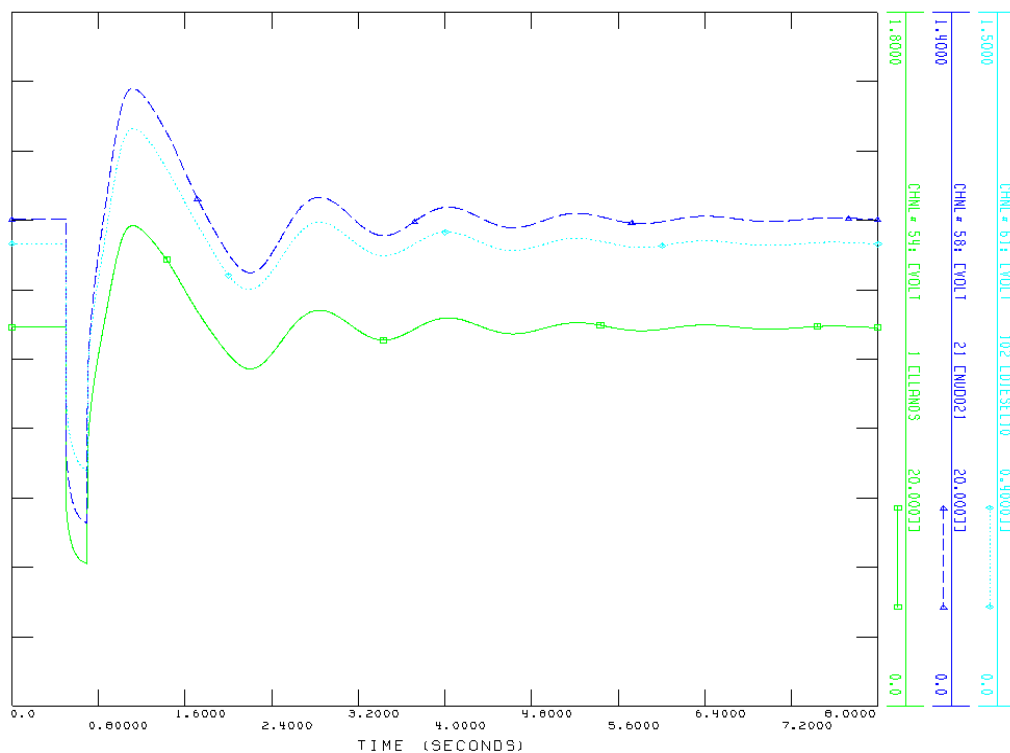


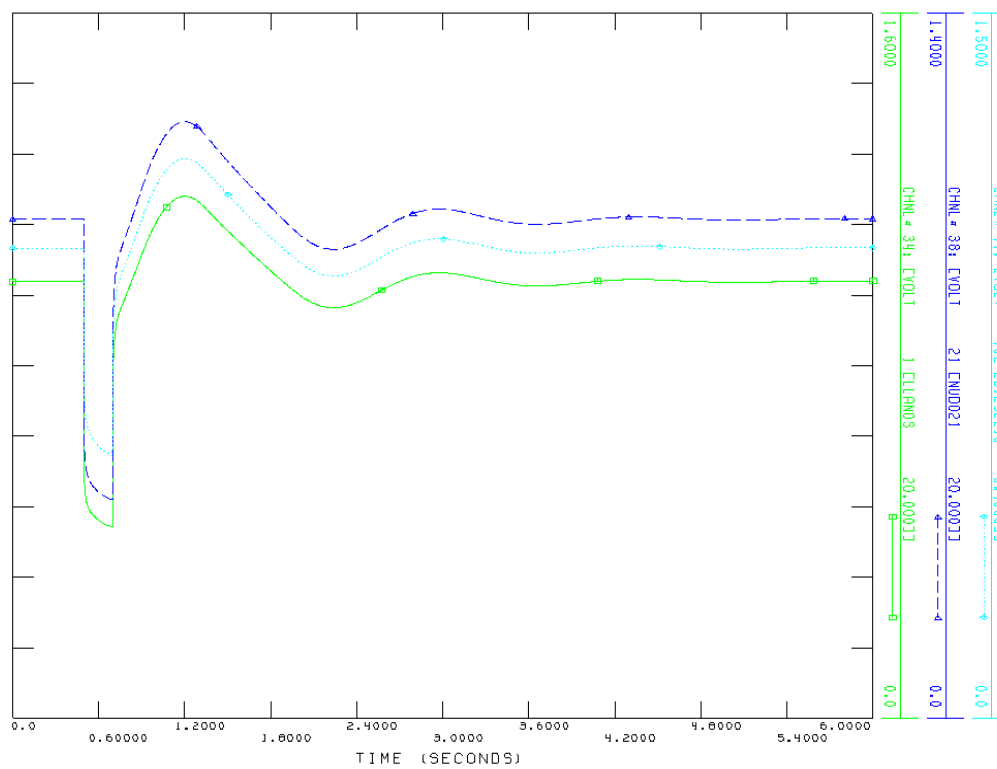
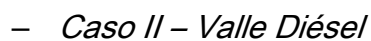
### 6.5.1.2 Cortocircuito monofásico

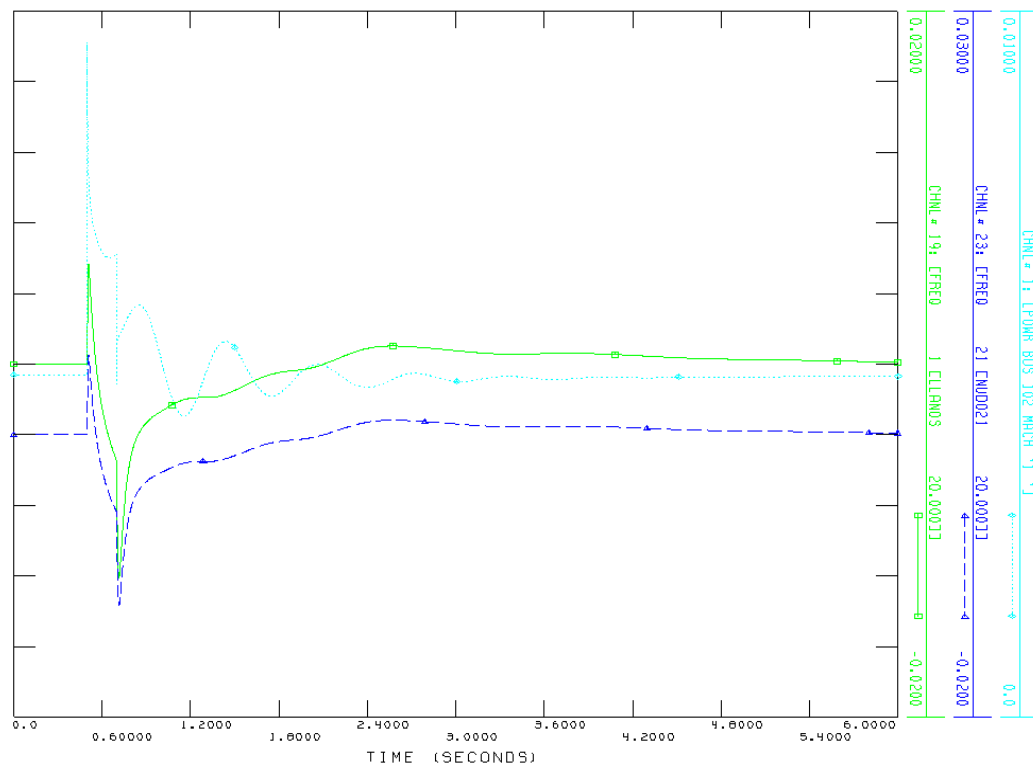
El cortocircuito monofásico es el responsable del 80% de los cortocircuitos que se producen en los sistemas de potencia. Ocurre cuando una de las fases se pone a tierra. En ocasiones, la corriente de defecto que provoca puede ser incluso superior a la del trifásico.

El programa utilizado en este proyecto, PSS/E, sólo simula la secuencia positiva. Para el cálculo de las faltas monofásicas, la admitancia equivalente de falta, es decir, la inversa de la suma de las impedancias de cada secuencia, se inserta entre el nudo de falta y tierra para simular el efecto de las componentes de secuencia negativa y cero. Por eso, en los nudos, la tensión se reduce considerablemente pero sin llegar a cero (no representa la tensión de fase).

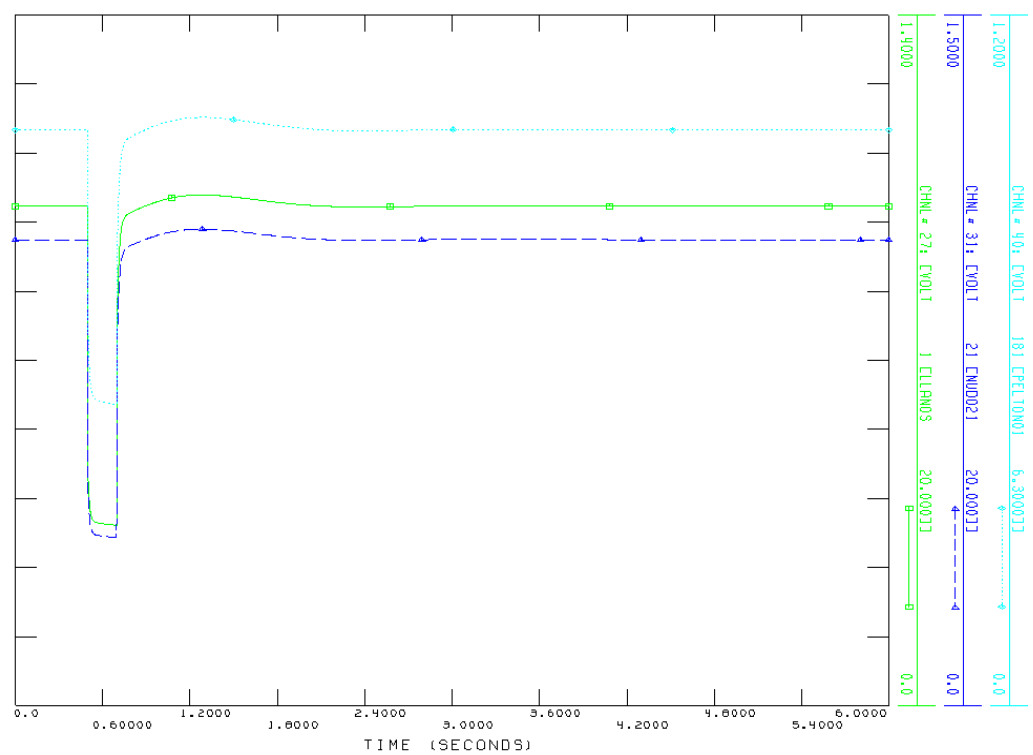
#### – Caso I – Punta Diésel

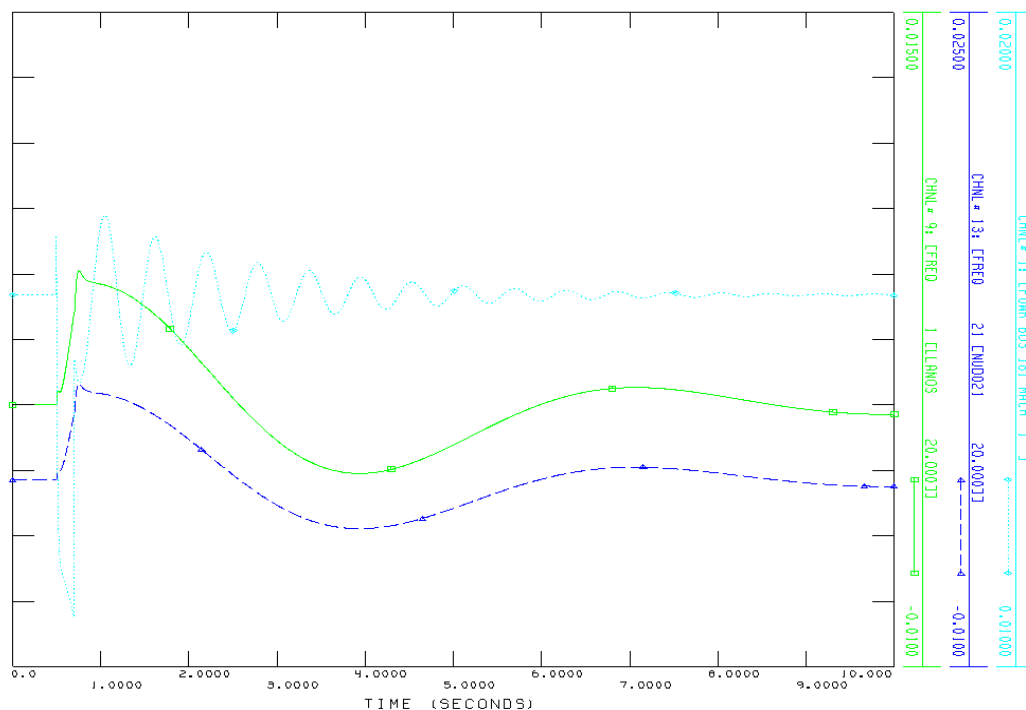




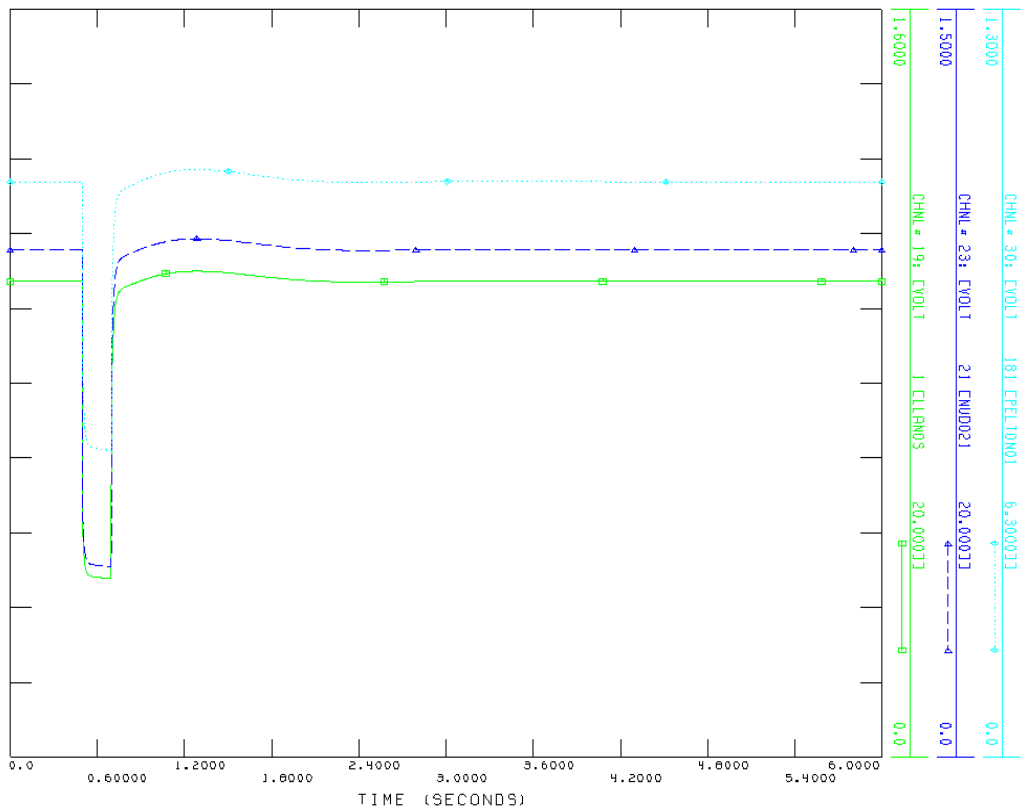


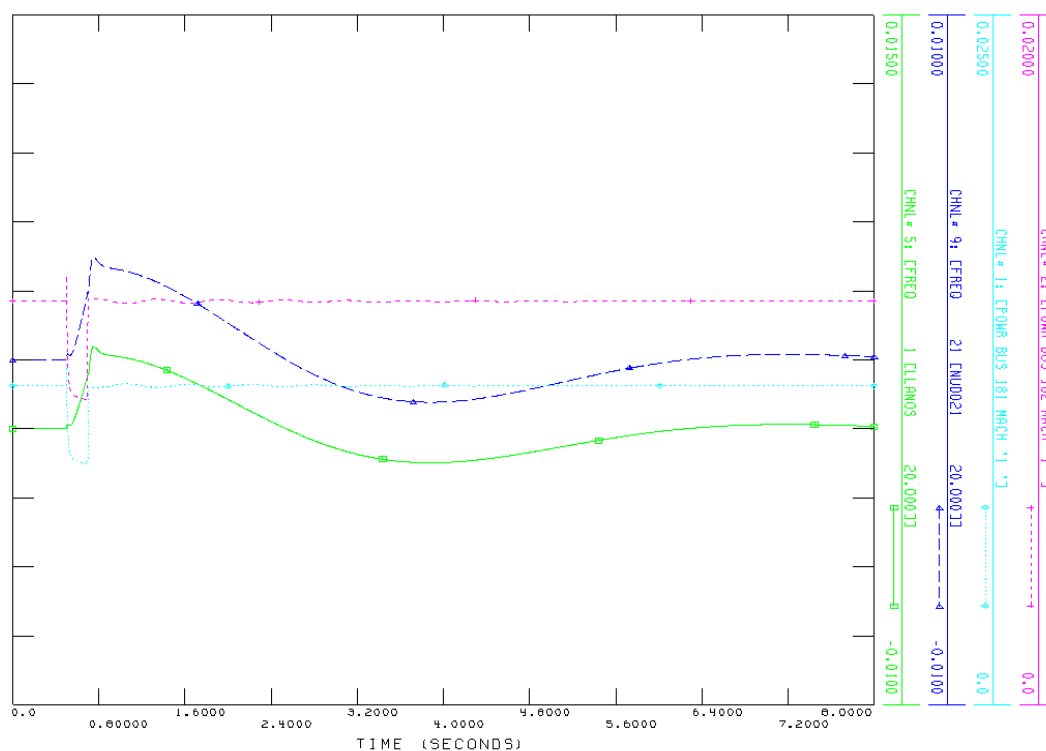
– *Caso III – Punta Hidráulica*



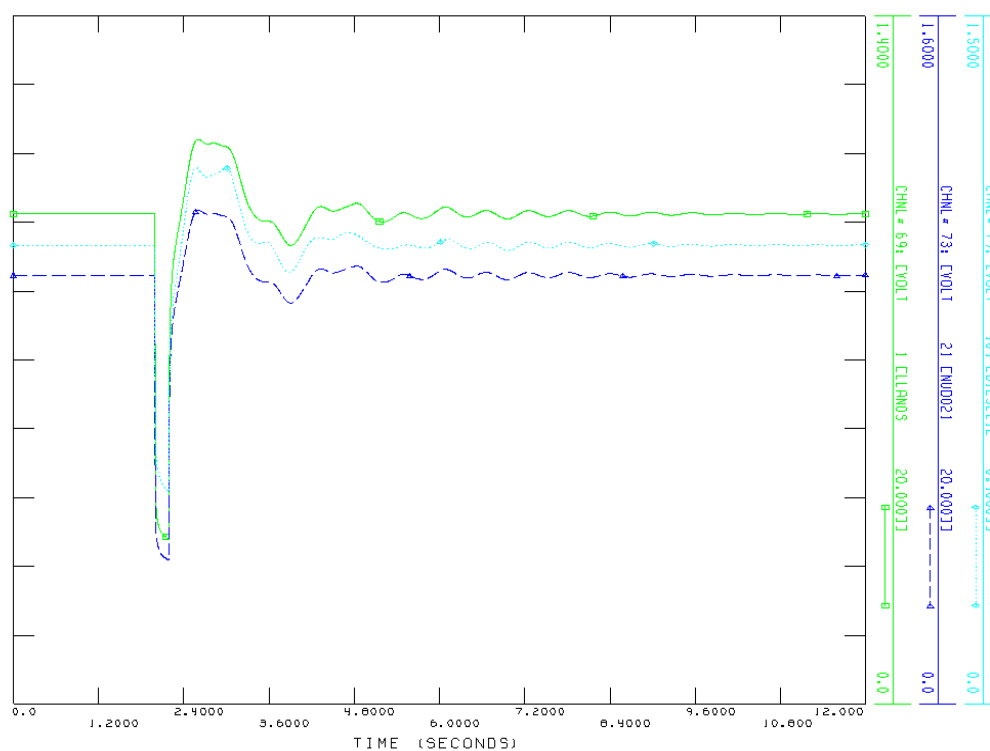


– *Caso IV– Valle Hidráulico*

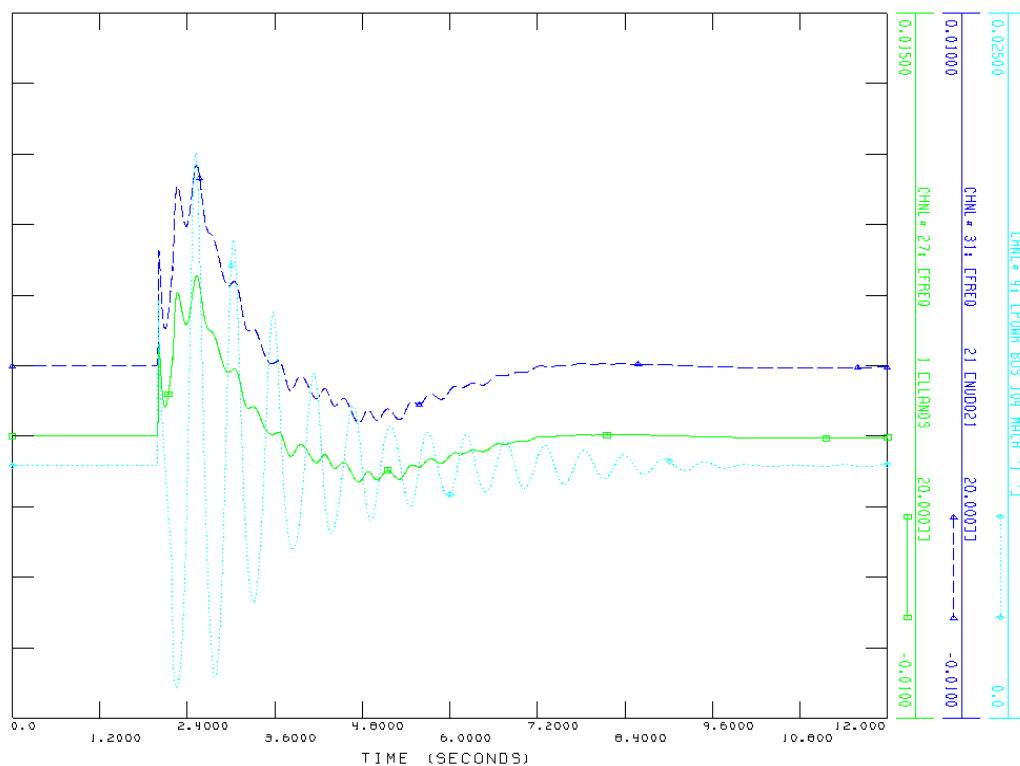




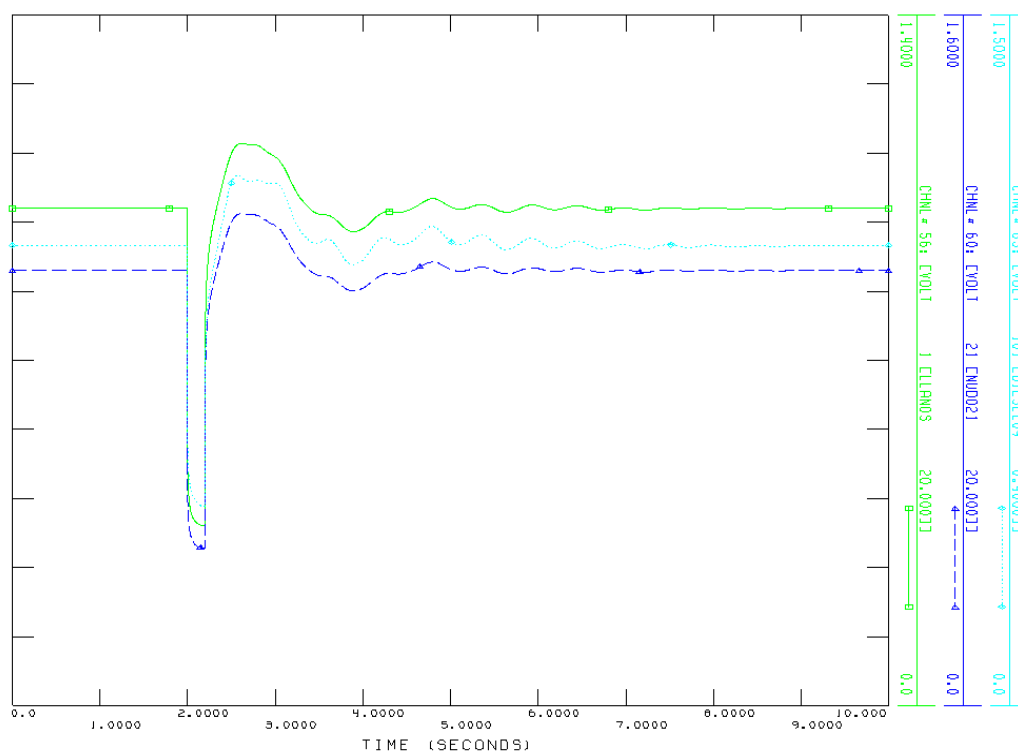
– *Caso V – Punta Diésel + Hidráulica*

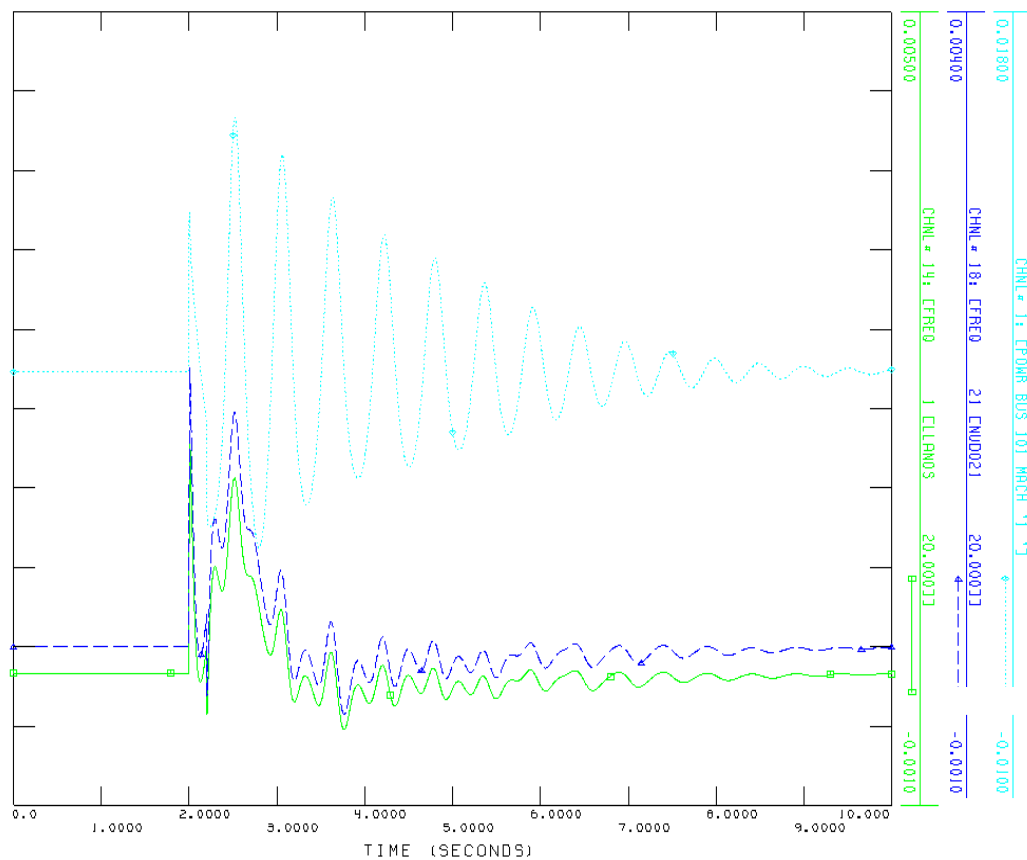






– *Caso VI- Valle Diésel + Hidráulica*



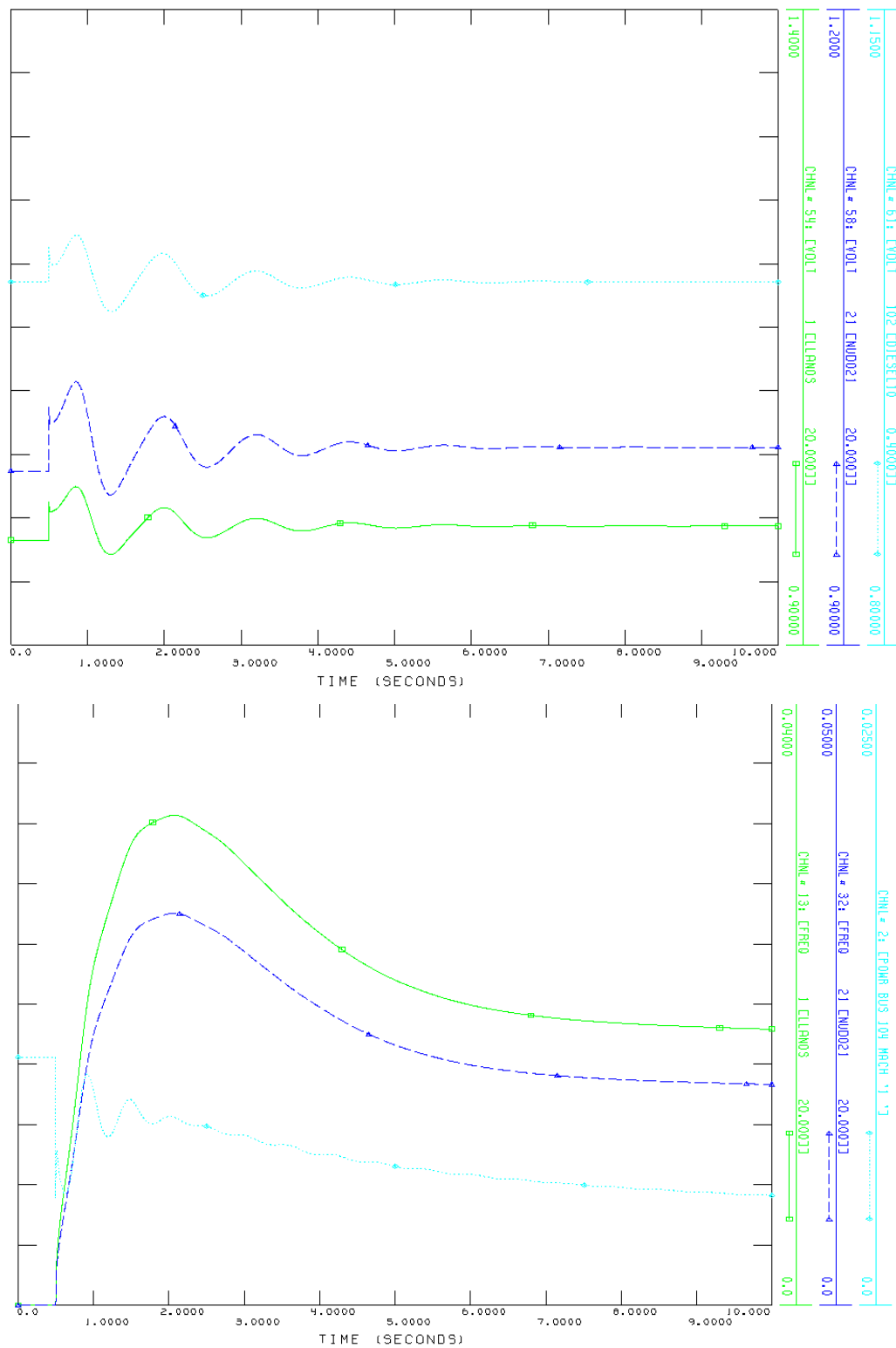


### 6.5.1.3 Pérdida de la línea más cargada

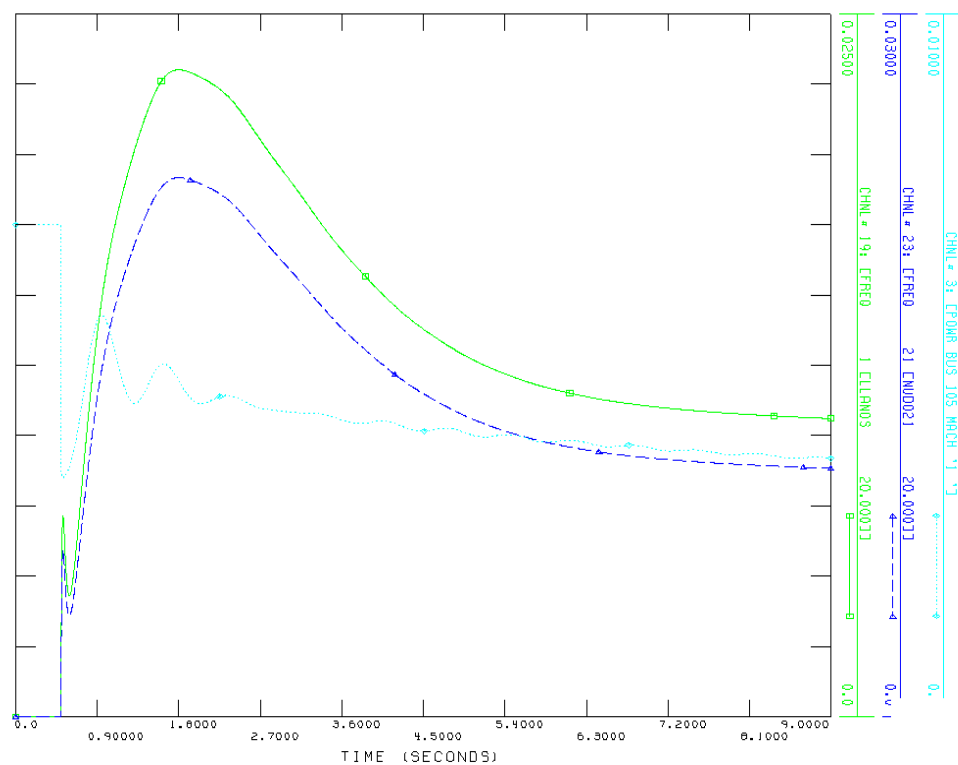
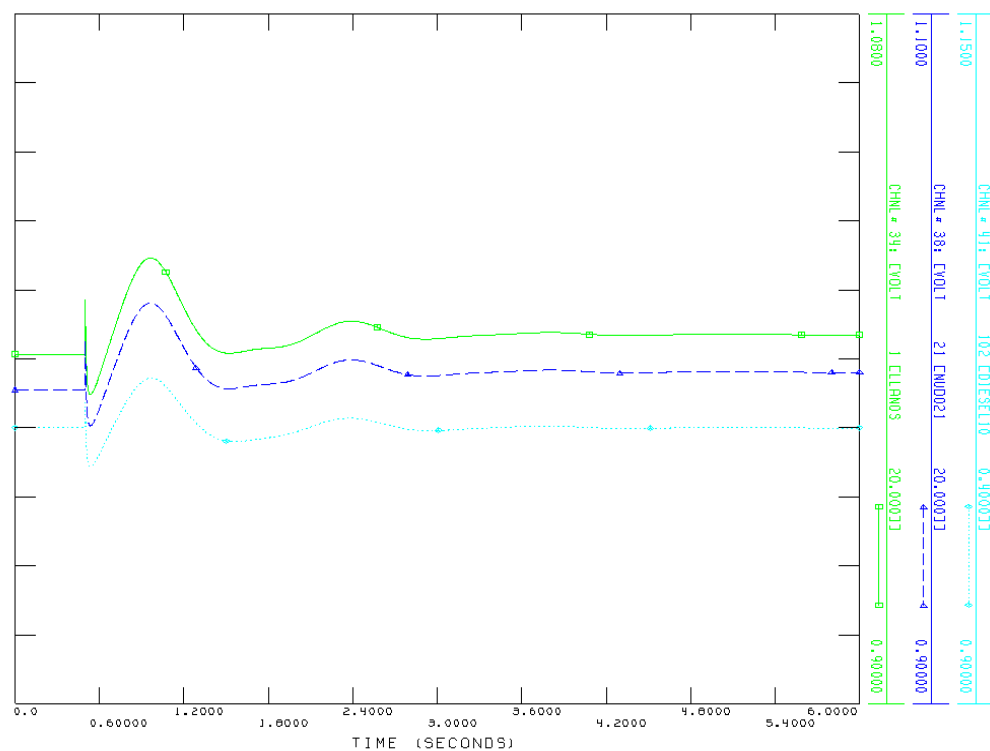
En este caso se estudia la respuesta del sistema en los escenarios anteriores cuando se pierde una gran parte de la carga del sistema, es decir, aproximadamente la mitad de la potencia (cambio brusco en la demanda).

El fallo estudiado es la apertura de la línea Norte, que es la más cargada por ser la que transporta la potencia a los puntos principales de la isla: a la capital de la misma, Valverde y al aeropuerto.

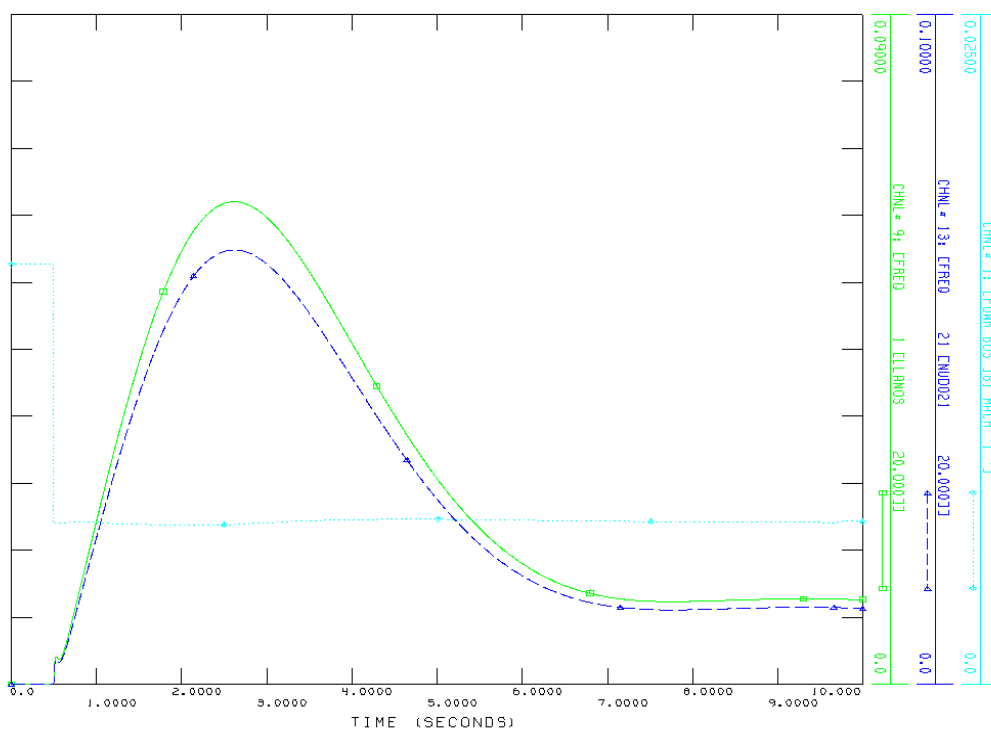
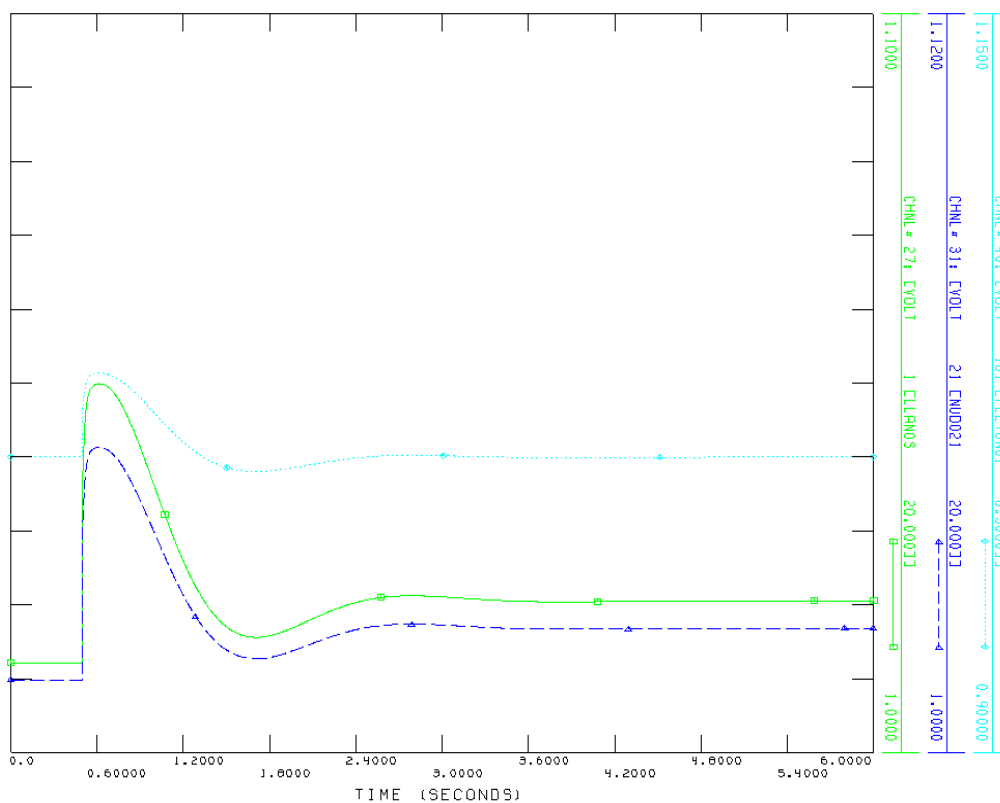
– *Caso I – Punta Diésel*



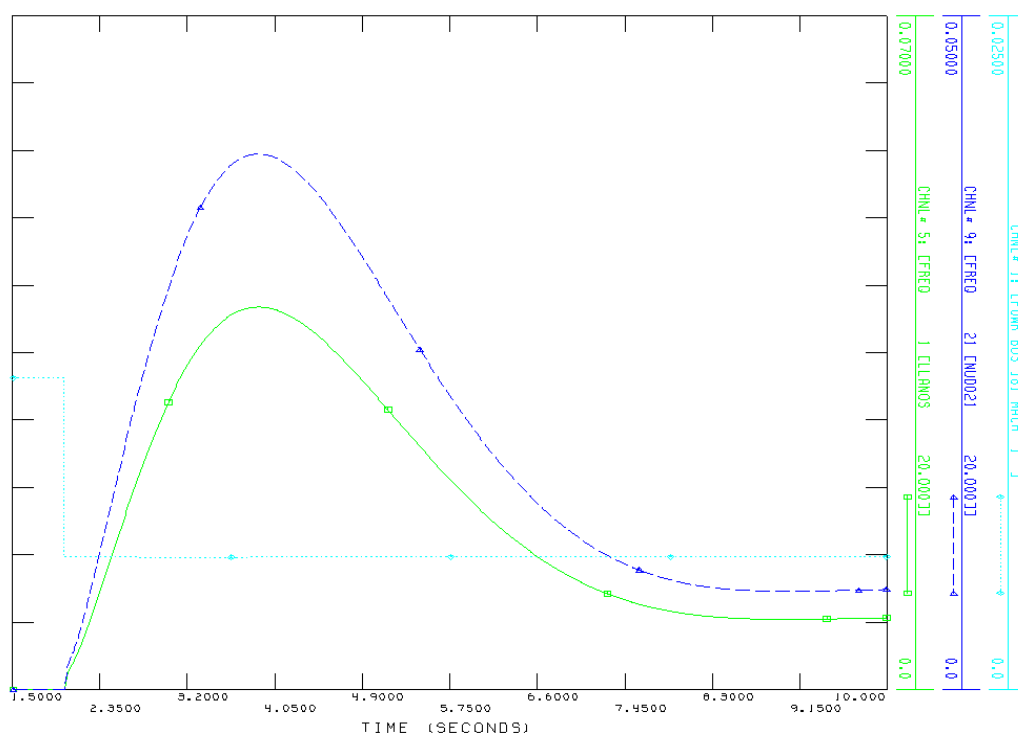
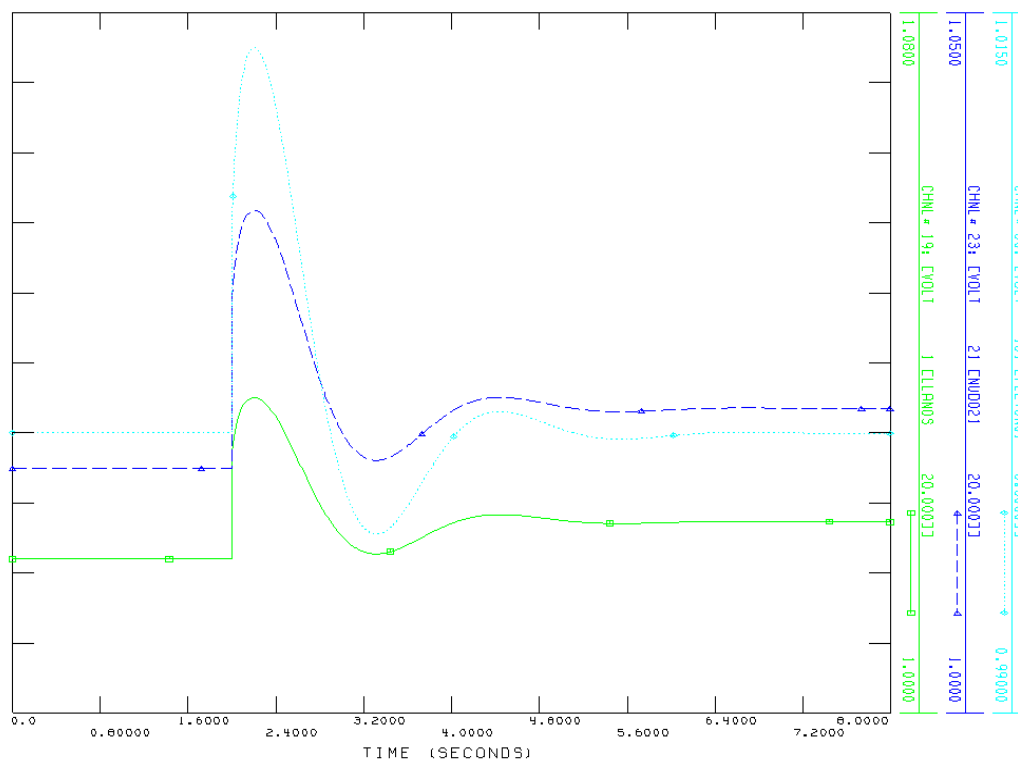
– *Caso II – Valle Diésel*



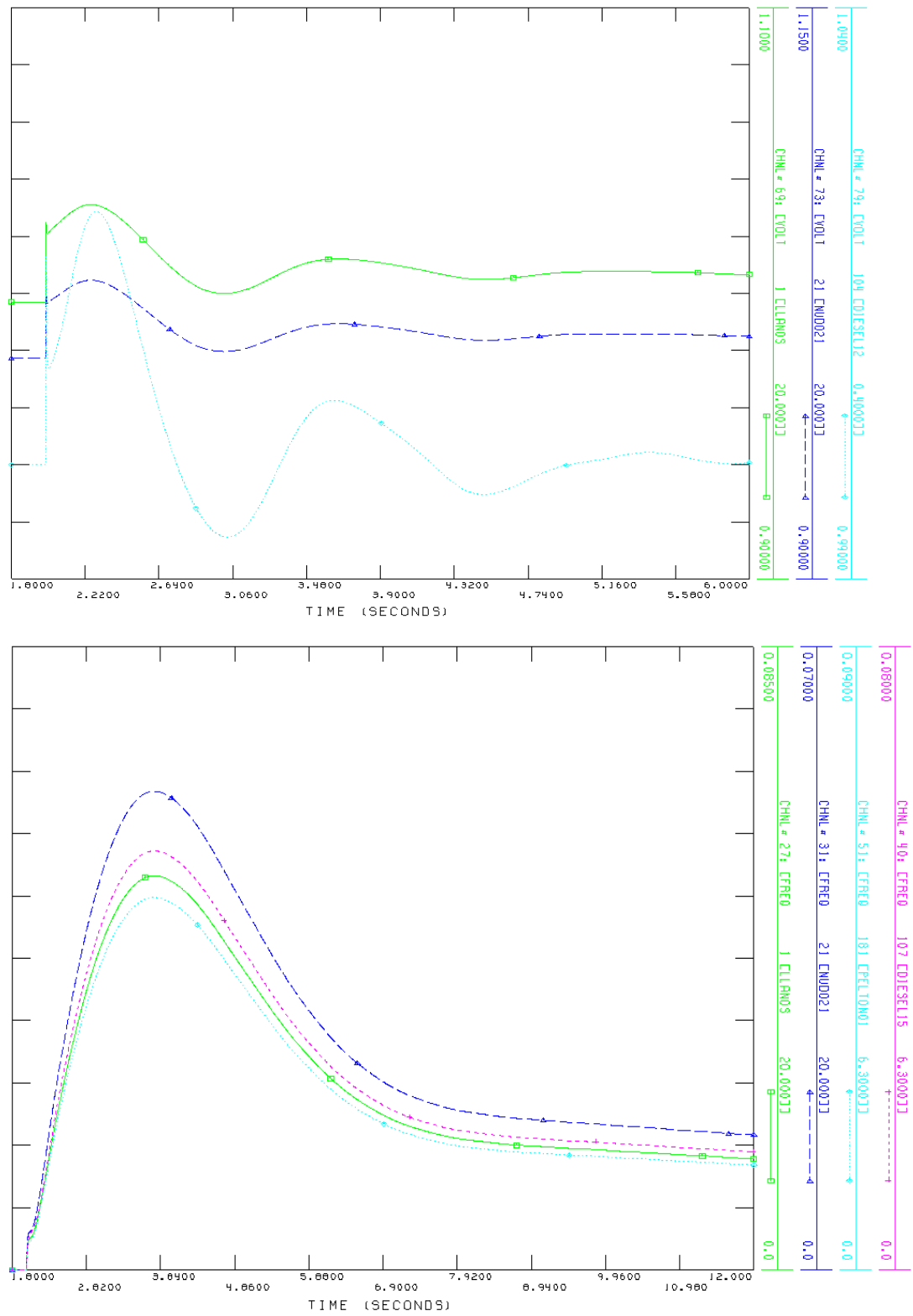
– *Caso III – Punta Hidráulica*



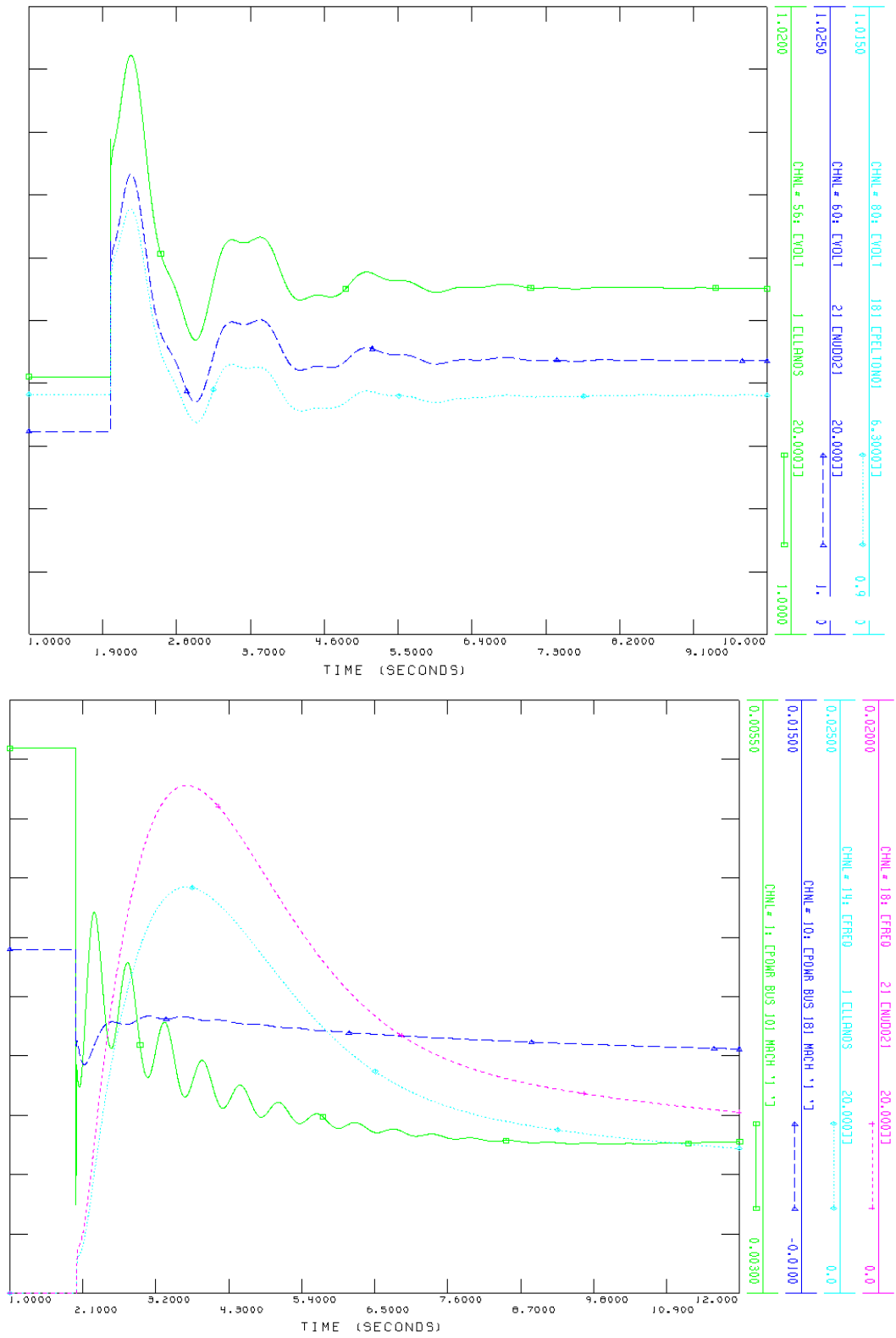
– *Caso IV– Valle Hidráulico*



– Caso V – Punta Diésel + Hidráulica



- Caso VI – Valle Diésel + Hidráulica

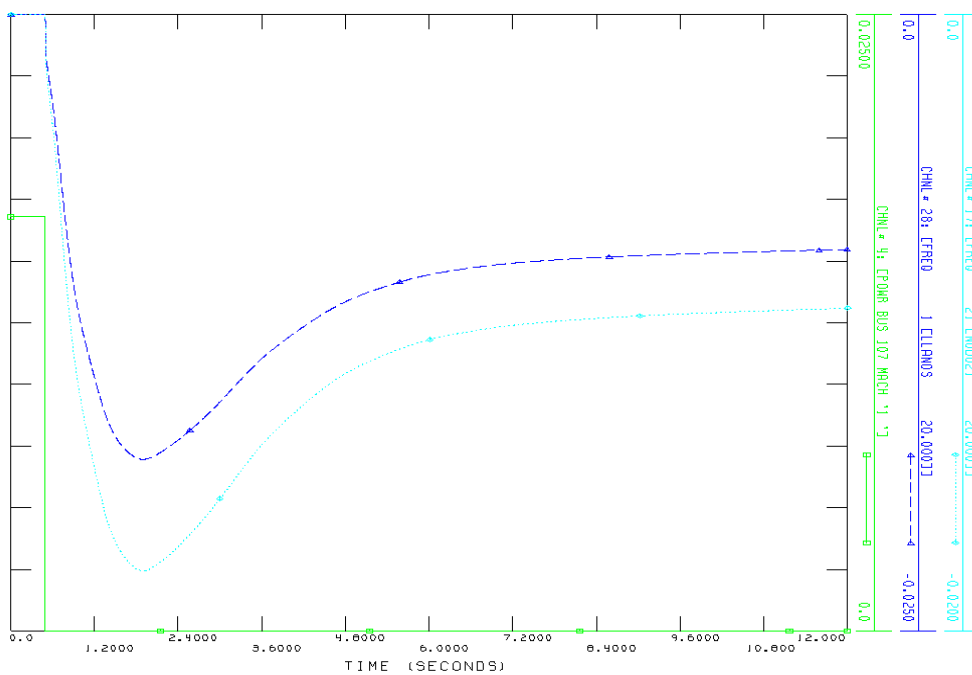
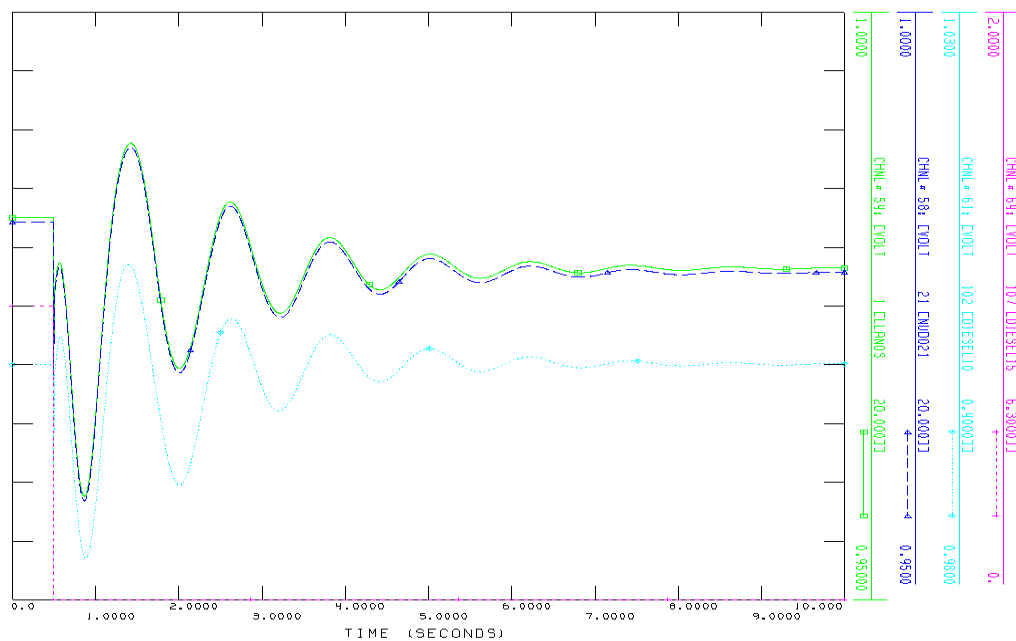




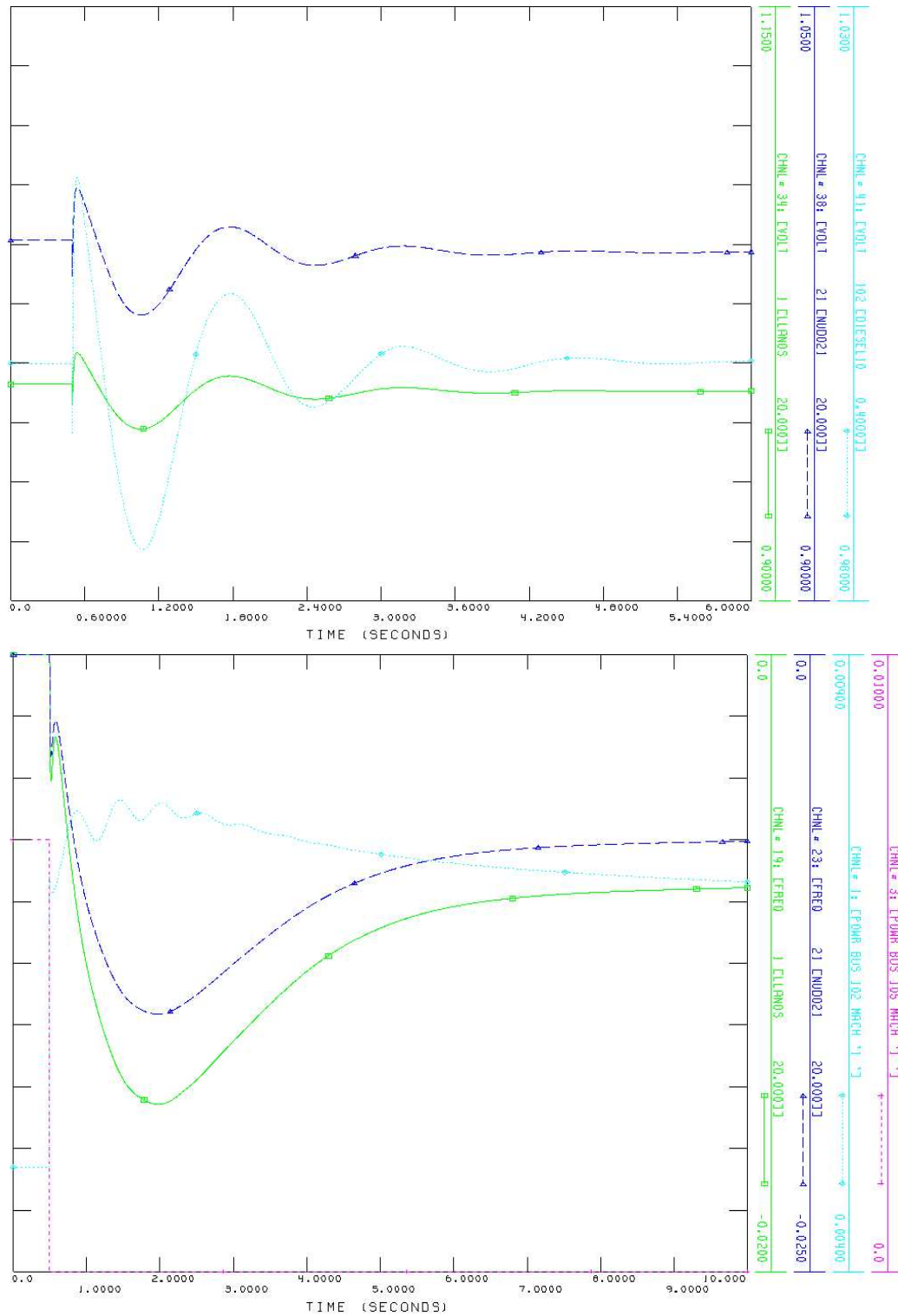
### 6.5.1.4 Pérdida del grupo principal de generación

En este caso se observa la respuesta del sistema ante cambios bruscos en la generación.

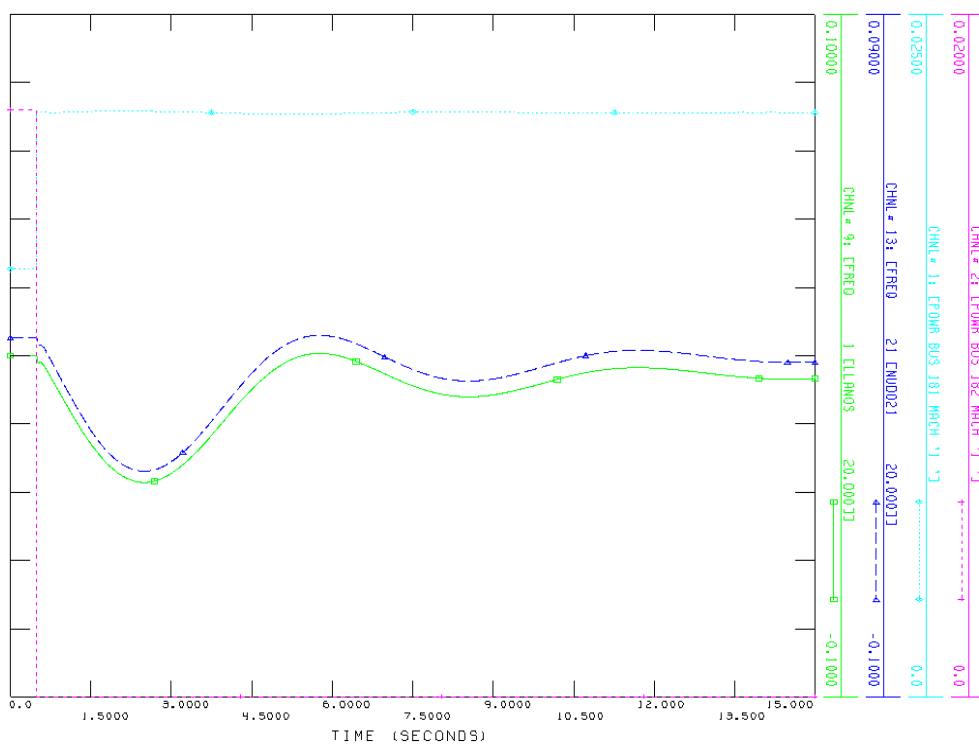
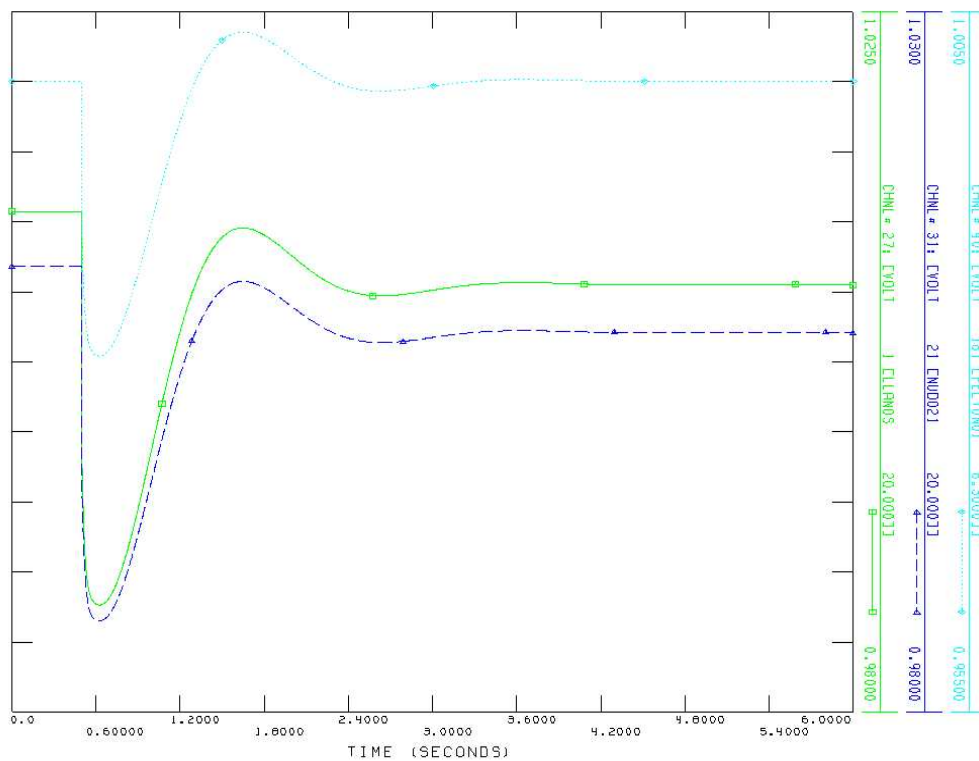
– *Caso I – Punta Diésel (Pérdida del grupo Diésel 15)*



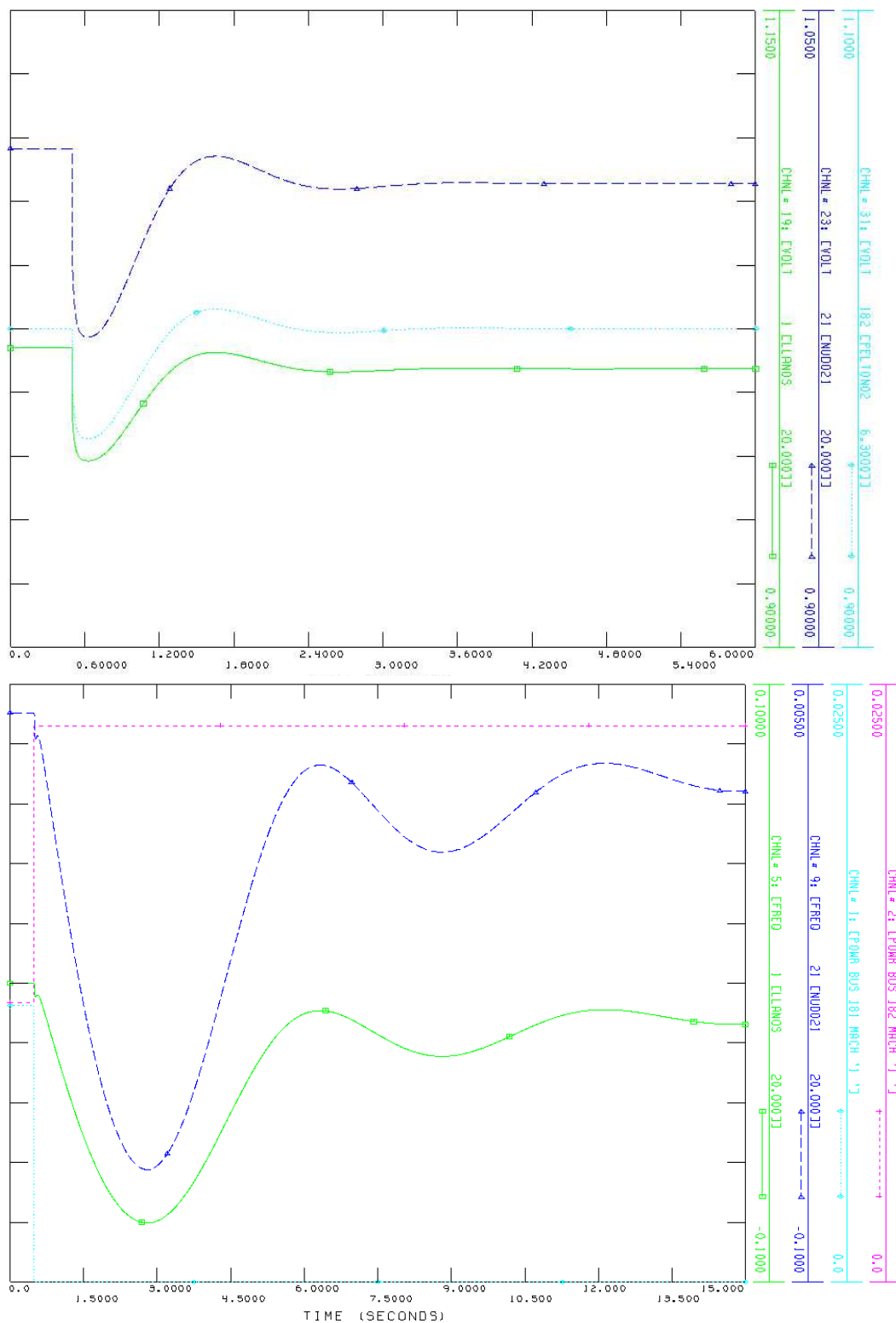
– Caso II– Valle Diésel (Pérdida del grupo Diésel 13)



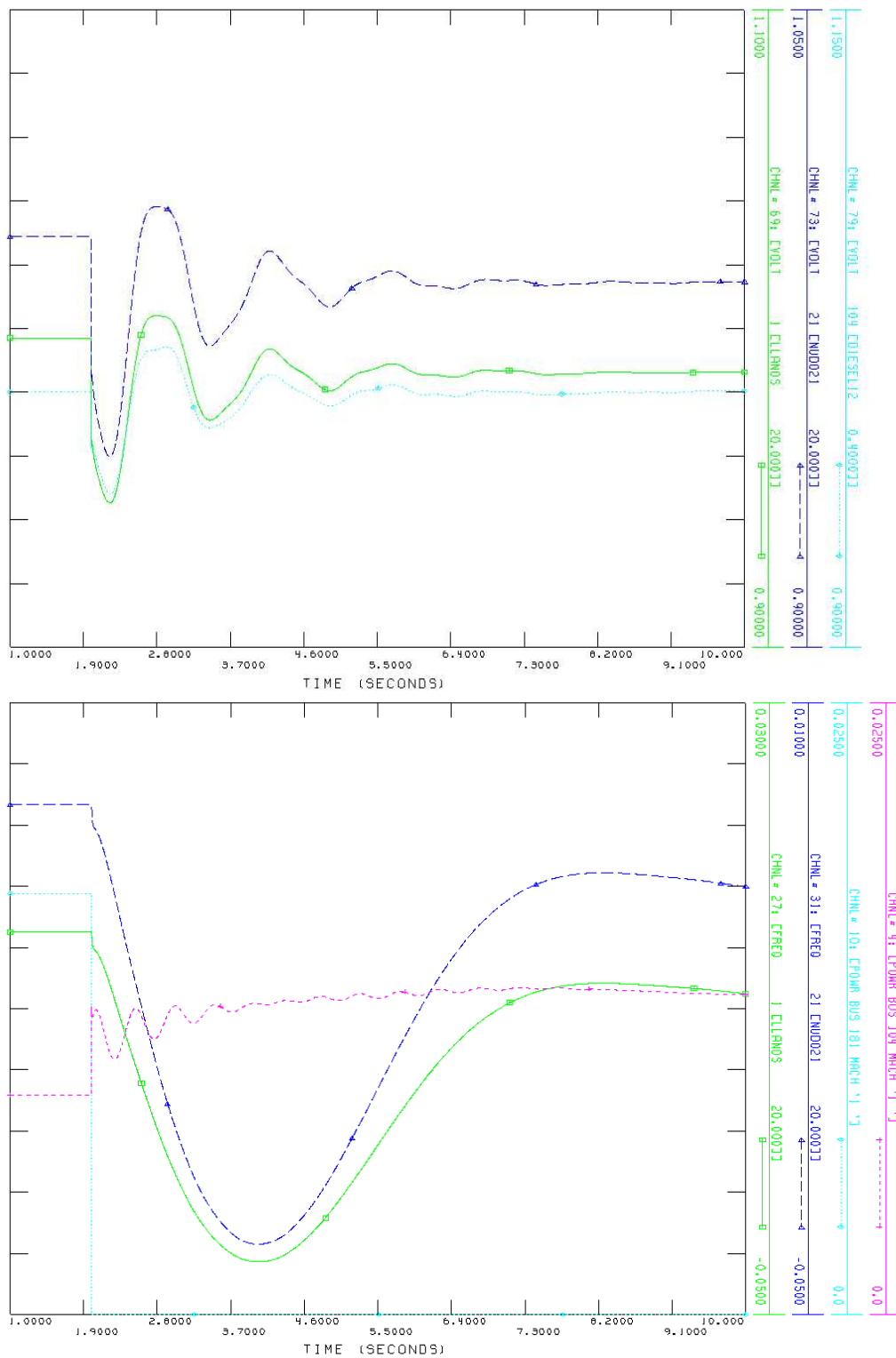
– Caso III– Punta Hidráulica (Pérdida del grupo Pelton 02)



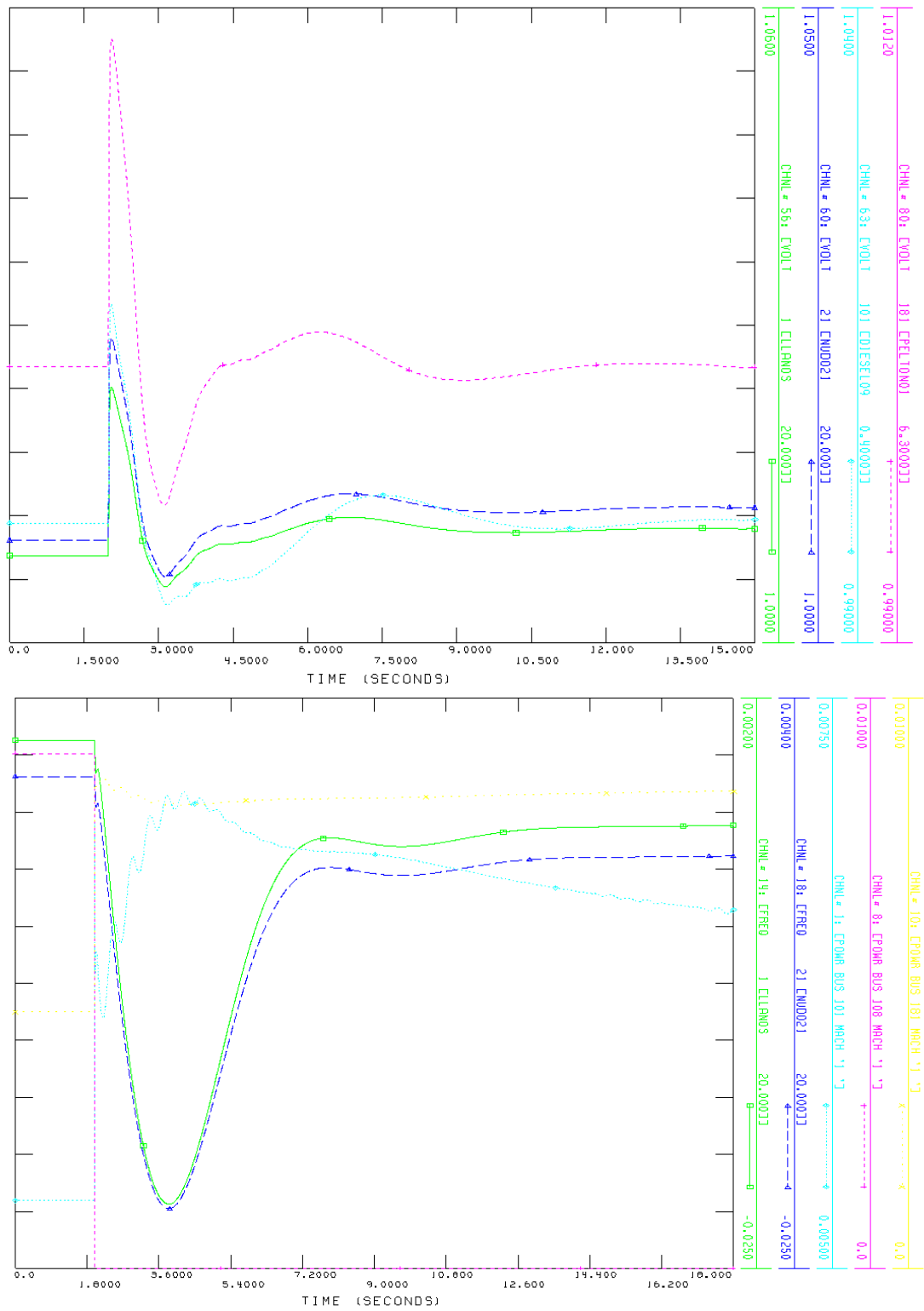
– Caso IV– Valle Hidráulico (Pérdida del grupo Pelton 02)



– Caso V – Punta Diésel + Hidráulica (Pérdida de grupo Pelton 01)



– Caso VI – Valle Diésel + Hidráulica (Pérdida de grupo Diésel 14)

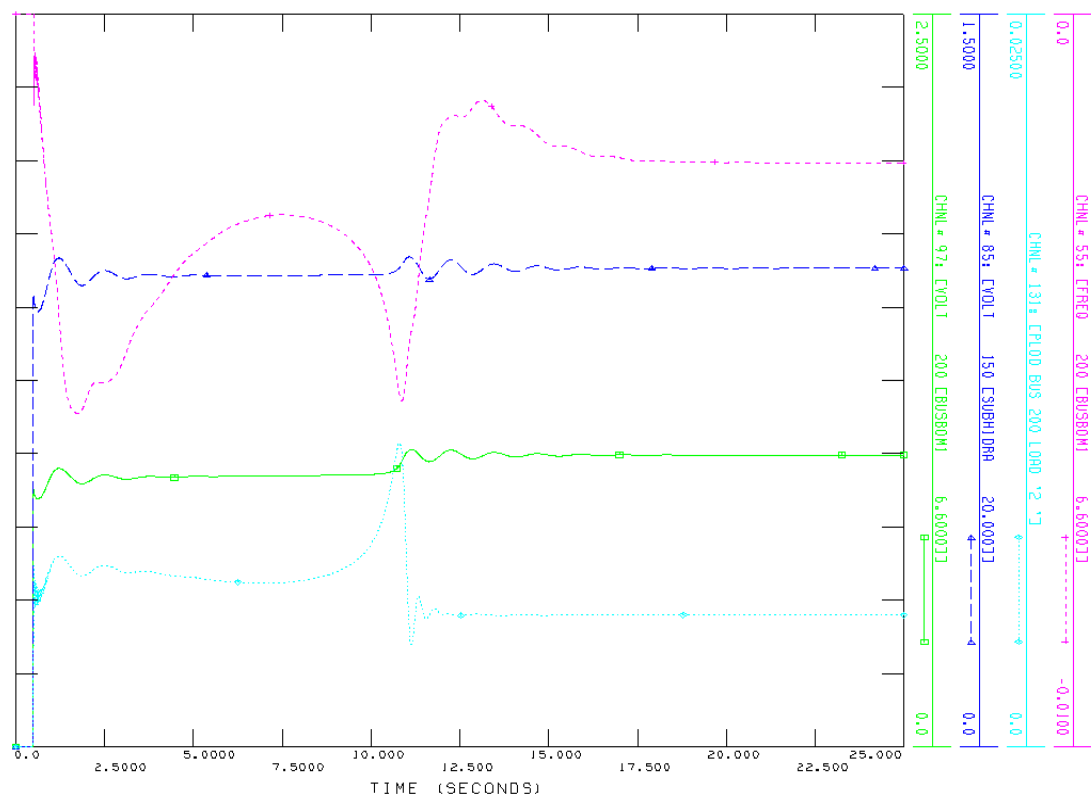


#### 6.5.1.4 Arranque de una bomba de 500 kW.

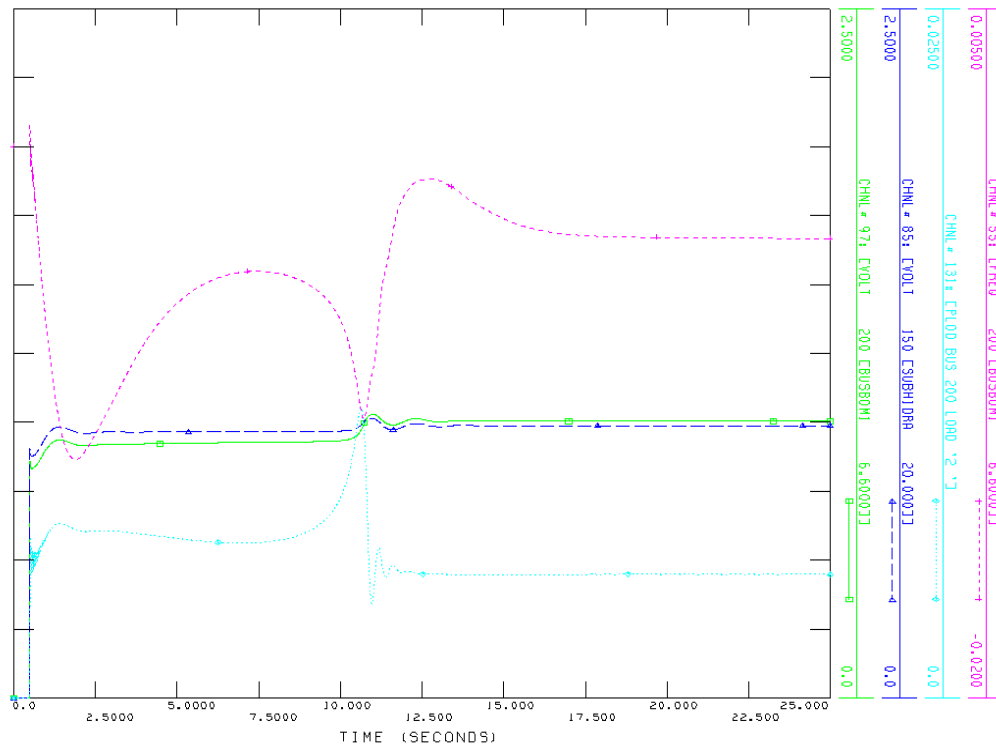
El proceso de arranque de los conjuntos motor-bomba consiste en hacerlos pasar desde un estado inicial de reposo a un estado de funcionamiento conectado a la red y moviendo un tipo de carga especificada, como puede ser en nuestro caso, la elevación de agua entre los embalses inferior y superior del sistema hidroeléctrico.

Cuando se estudia el transitorio de arranque hay que tener en cuenta una serie de factores importantes tales como el tiempo que dura el arranque, la magnitud de la sobreintensidad que se produce y su duración o la magnitud y duración del hueco de tensión que se ve en la red.

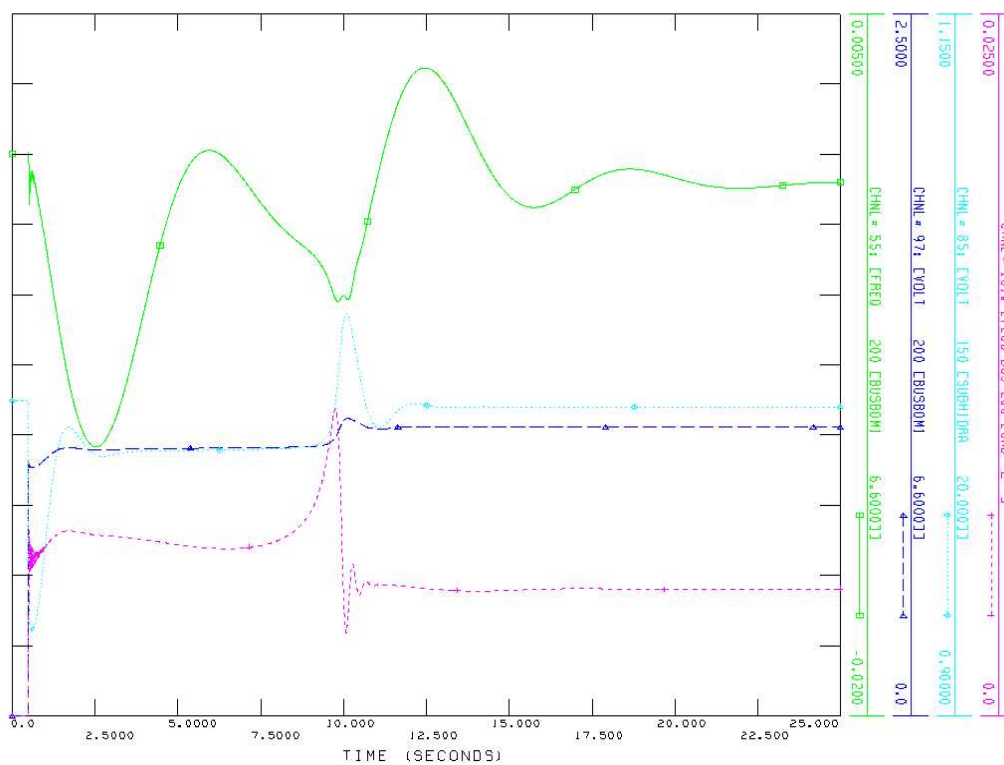
##### – Caso I – Punta Diésel



– *Caso II – Valle Diésel*

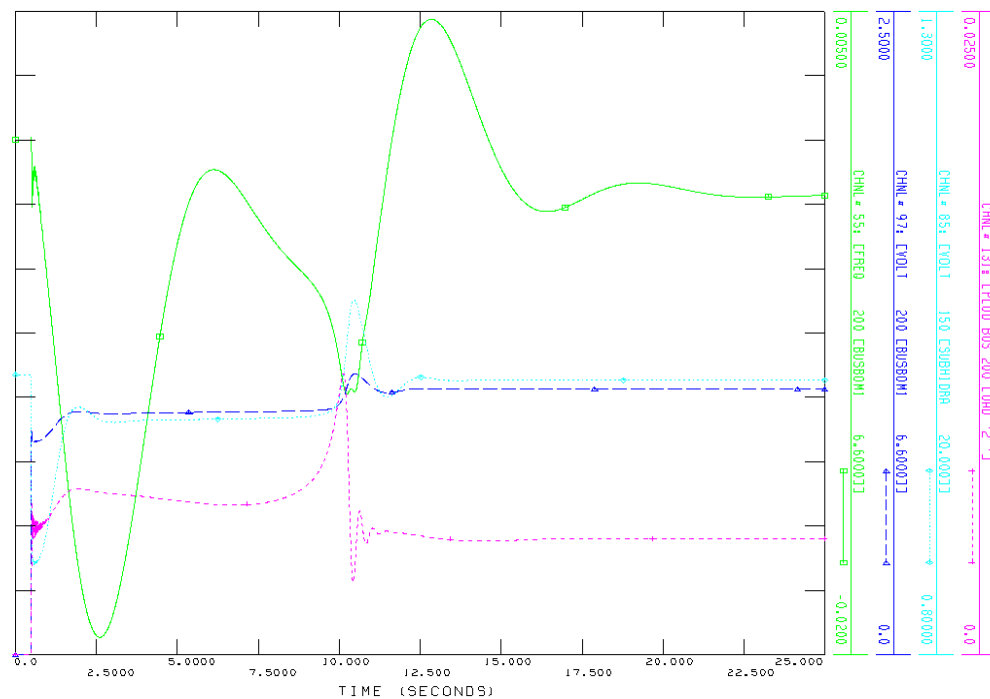


– *Caso III- Punta Hidráulica*

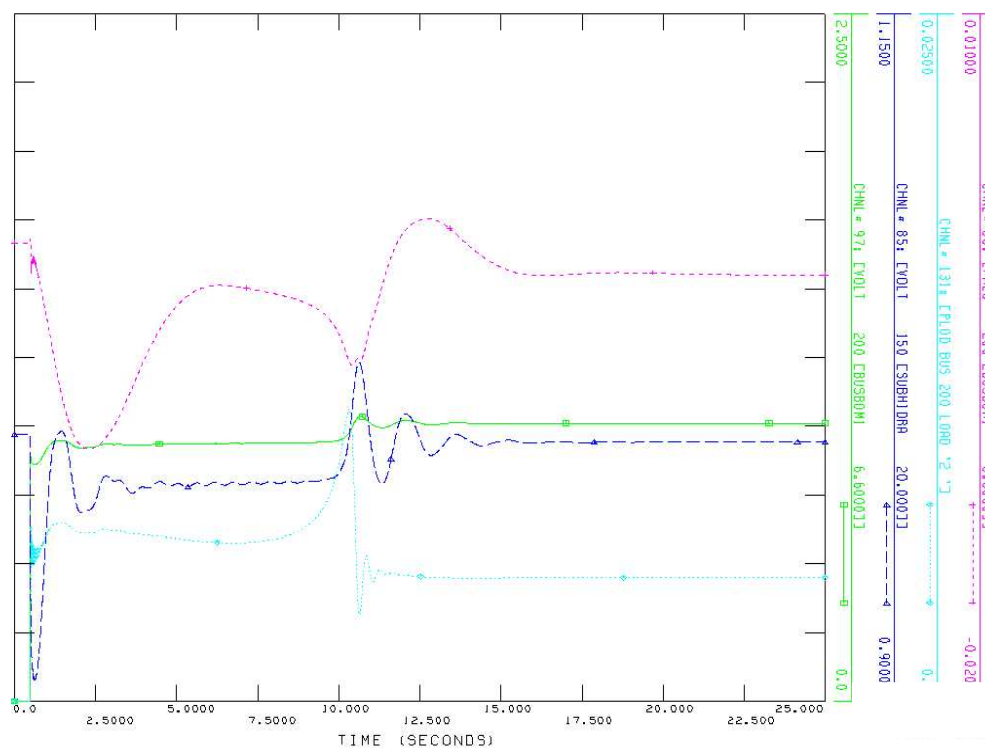




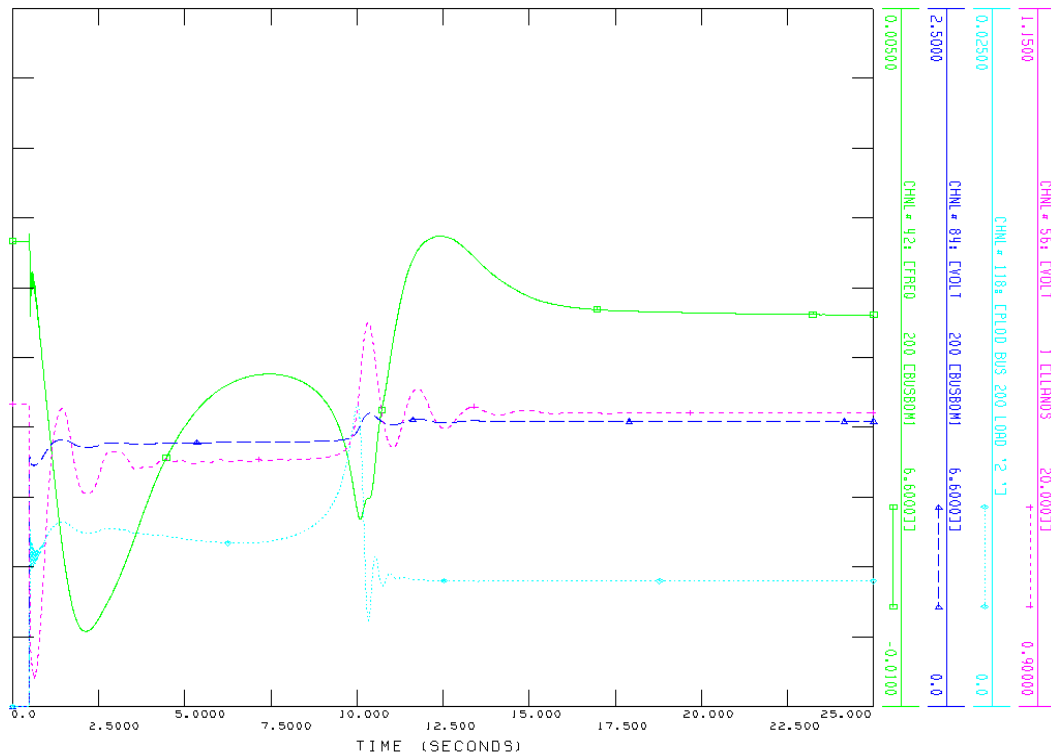
– *Caso IV– Valle Hidráulico*



– *Caso V – Punta Diésel + Hidráulica*



– *Caso VI – Valle Diésel + Hidráulica*



En el caso más desfavorable para el arranque de la bomba, que es el escenario valle hidráulico, la tensión en barras de arranque cae hasta un valor de 0.87 p.u. El plan de deslaste de cargas establecido en los procedimientos de operación del sistema hidroeólico indica que se produciría deslaste si la frecuencia del sistema cayese por debajo de 49 Hz y se mantuviese en ese valor por un período igual o superior a 1s.

Como se observa en la simulación del caso, la frecuencia alcanza el valor de 49 Hz y, aunque tarda más de 1s en recuperarse, supera desde el primer momento ese valor mínimo. Hay que recordar, además, que el caso estudiado no corresponde a una situación habitual, porque en el funcionamiento normal de la central de El Hierro, las bombas se arrancarán utilizando una barra auxiliar de arranque y un arrancador.

## **6.5.2 Planteamiento de contingencias con integración del parque eólico**

### **6.5.2.1 Requisitos de respuesta del parque eólico. Caso de El Hierro**

Un hueco de tensión es una disminución brusca de la tensión seguida de su restablecimiento después de un corto lapso de tiempo [9]. Por convenio, un hueco de tensión tiene una duración que varía entre los 10ms y 1minuto.

Cuando se produce una falta en el sistema, la tensión en el punto de falta cae hasta los cero voltios y los generadores que no sean capaces de aportar potencia durante el fallo se desconectan. Una vez que se despeja la falta, el sistema necesitará tener una reserva suficiente para cubrir la generación desconectada durante el hueco, ya que, durante el tiempo que existe la perturbación, la estabilidad del sistema depende de la generación conectada para recuperar su funcionamiento normal. De ahí que el objetivo principal de este proyecto sea la estimación del número de grupos de generación convencional necesarios en el sistema eléctrico de la isla de El Hierro para el restablecimiento de las condiciones iniciales tras una contingencia severa.

En el caso de los generadores eólicos, la normativa actual incorpora el requisito de que en condiciones de fallo, los grupos tengan que continuar suministrando potencia, es decir, tienen que inyectar corriente siguiendo un control basado en una consigna de tensión y con ciertas prestaciones de velocidad de respuesta. Actualmente este requisito es imprescindible dado el alto grado de penetración eólica en los sistemas eléctricos de potencia. También es necesario que los generadores aporten la corriente de secuencia inversa que el sistema demande durante las faltas.

El PECAN (Plan energético de Canarias) [20] establece para las Islas

Canarias en general, y, por tanto, para El Hierro en particular que la energía eólica debe desarrollarse de tal forma que no comprometa ni la calidad ni la garantía de suministro en la red en la que se encuentre integrada. El Operador del Sistema, que es Red Eléctrica de España debe proponer las condiciones de potencia eólica admisible y los criterios de desconexión de los parques. Se incentivará además el uso de sistemas de almacenamiento en los parques eólicos, de forma que ante una eventual desconexión de la red, la energía que están produciendo no se pierda.

Los criterios de desarrollo de la energía eólica serán los de maximizar el aprovechamiento de los recursos potenciales, garantizar la calidad de servicio y minimizar la afección al medio ambiente.

Atendiendo a los objetivos que se establecen en el PECAN, en el año 2015, debe tenerse una potencia eólica instalada superior al consumo en períodos valle (al menos en un 115%). En el escenario hipotético que se plantea para la isla de El Hierro, la potencia demanda en valle es de 2.35 MW mientras que la potencia eólica en ese instante asciende aproximadamente a 9 MW, por lo que se cumple ampliamente este requisito.

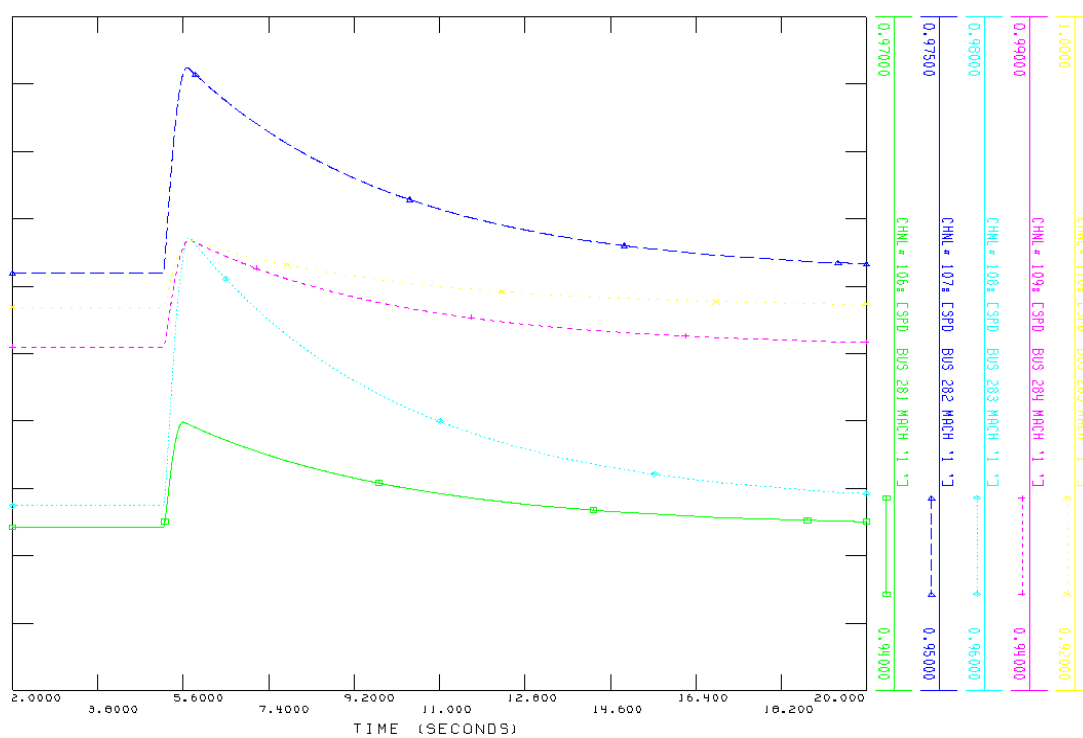
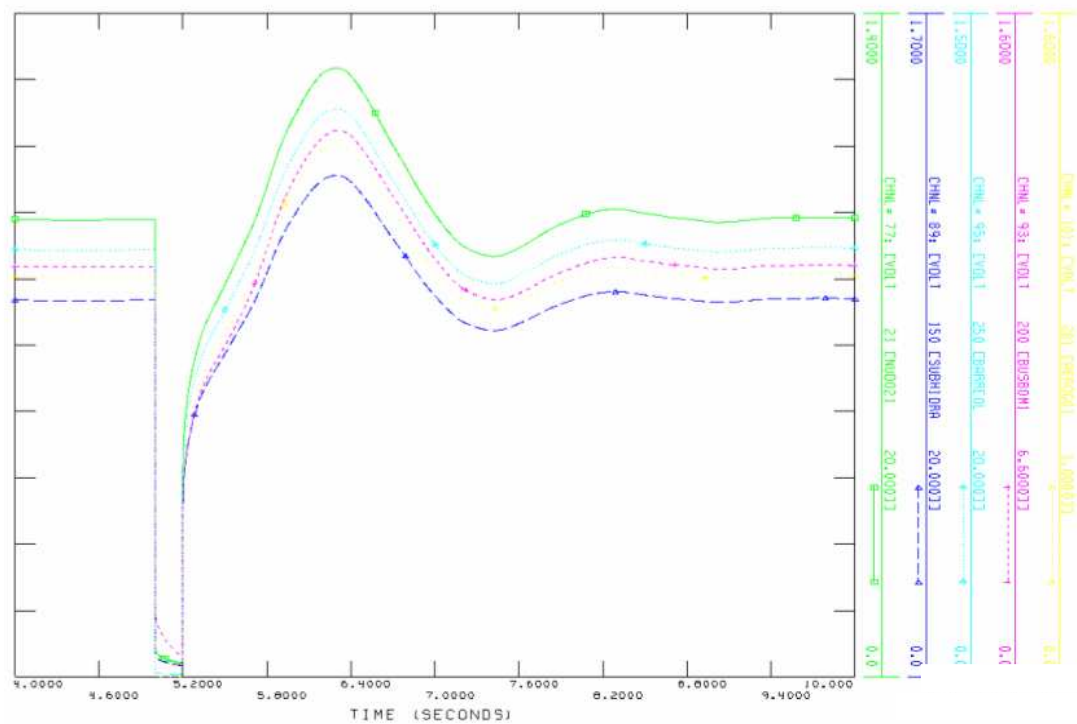
#### **6.5.2.1 Planteamiento y resultados frente a la contingencia más severa**

Los escenarios planteados en el trabajo, en los que hay tanta energía eólica, suponen un reto para el que aún no se conoce experiencia aplicable similar. A medida que se aumenta el grado de eólica, se reducen progresivamente los grupos síncronos. La situación más desfavorable es el caso valle de demanda, por haber menos grupos síncronos conectados. La reducción de grupos convencionales tiene una serie de consecuencias, como pueden ser:

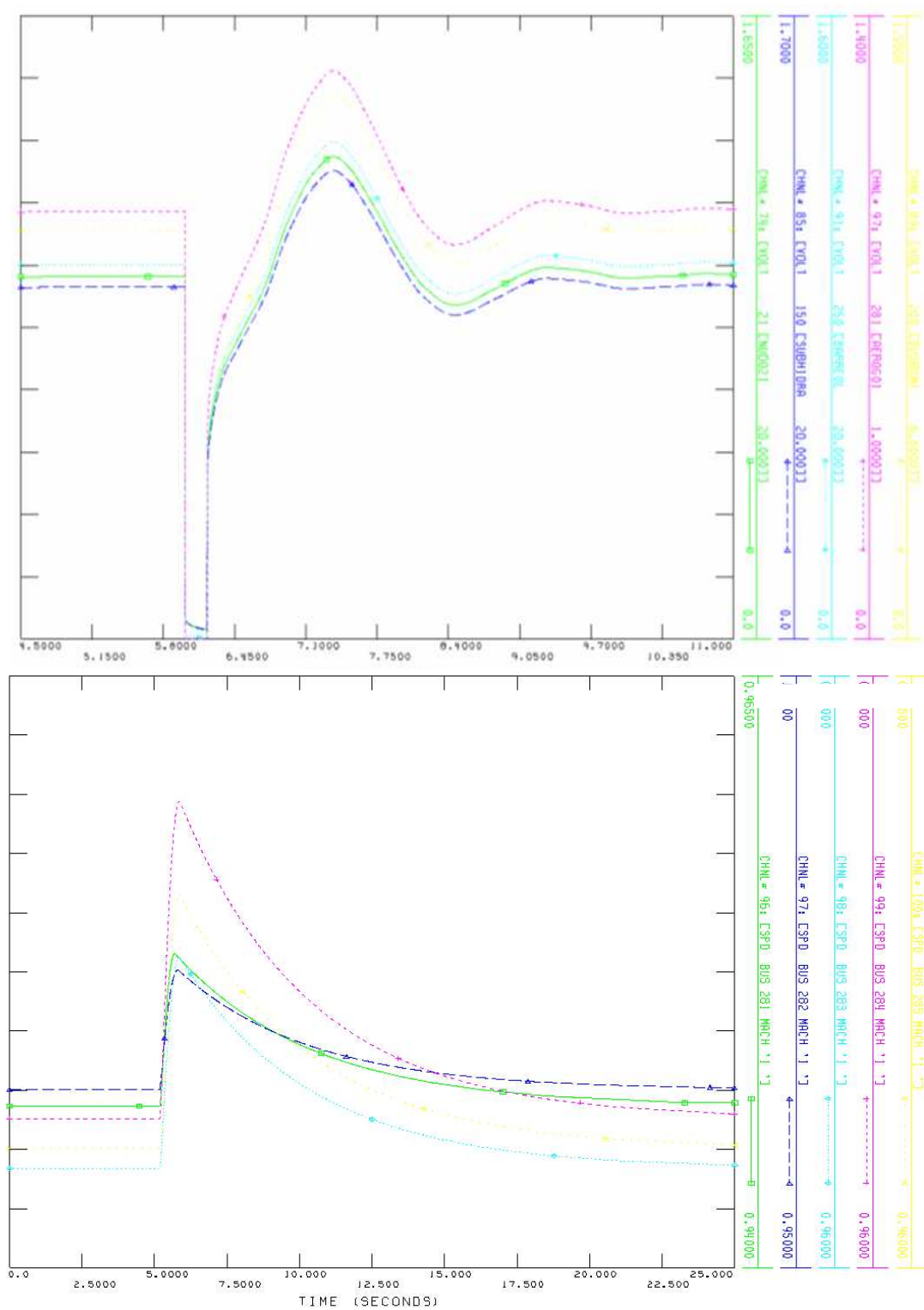
- Mayores dificultades para los sistemas de protección, menores corrientes de cortocircuito.
- Mayores dificultades en el control de las tensiones porque hay menos reguladores de tensión.
- Dificultades para el control de la frecuencia, porque al haber una menor inercia hay una mayor velocidad de caída de la frecuencia ante desequilibrios.

A continuación se muestran los resultados de las simulaciones obtenidos con PSS/E. Se representa el caso de interés (valle de demanda) en el que todos los generadores están dando la suficiente potencia como para abastecer esa demanda y utilizar el excedente para bombear agua entre los embalses inferior y superior. Primero se muestra el caso en el que se utilizan como compensadores síncronos los grupos diésel y a continuación, se prueban los casos hidráulicos, observándose cómo se modifican las tensiones en los puntos principales del sistema ante un cortocircuito trifásico franco en uno de los aerogeneradores (pérdida de un grupo importante de generación). En las diferentes simulaciones se reduce el número de grupos convencionales hasta que se obtiene el mínimo de energía convencional (de grupos) que debe quedar conectada para no comprometer la estabilidad del sistema.

### – Compensación con 9 grupos diésel



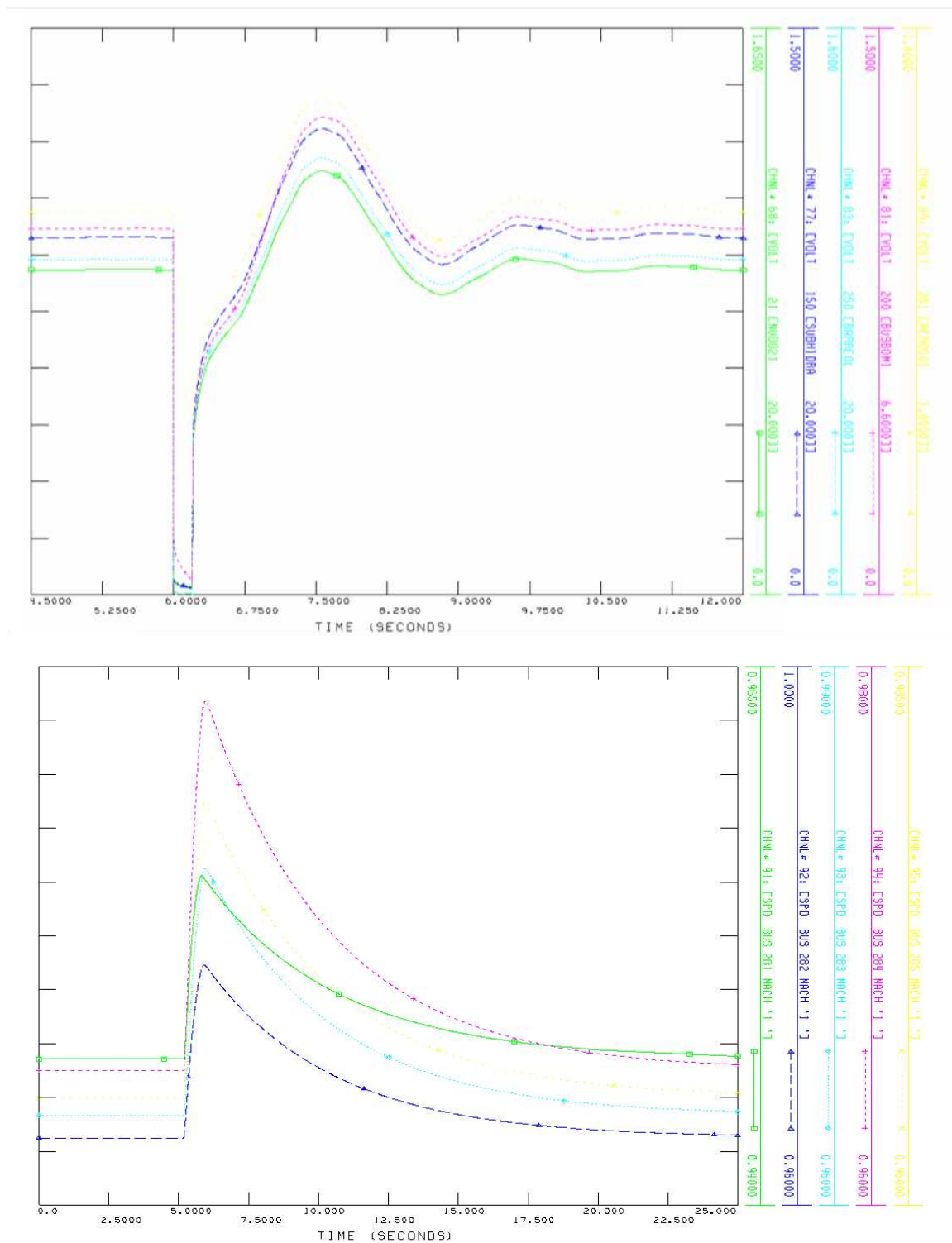
### – Compensación con 8 grupos diésel



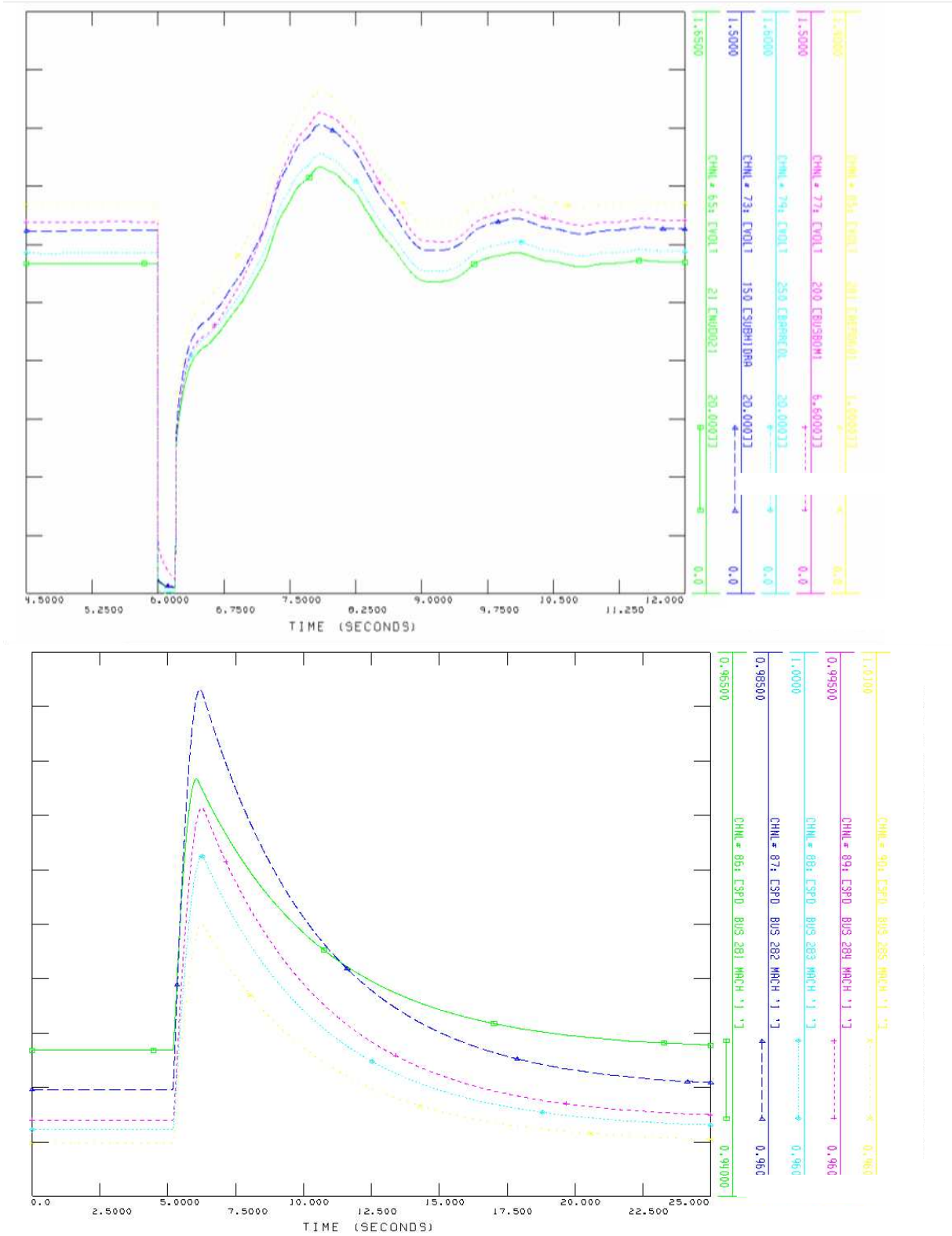




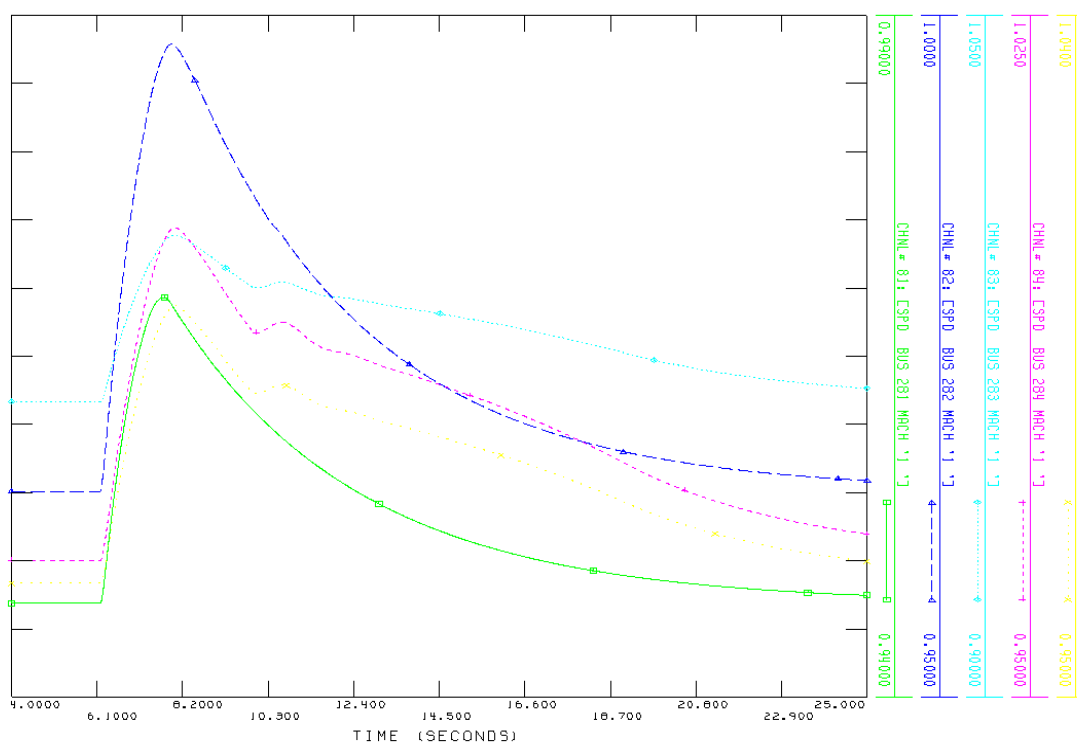
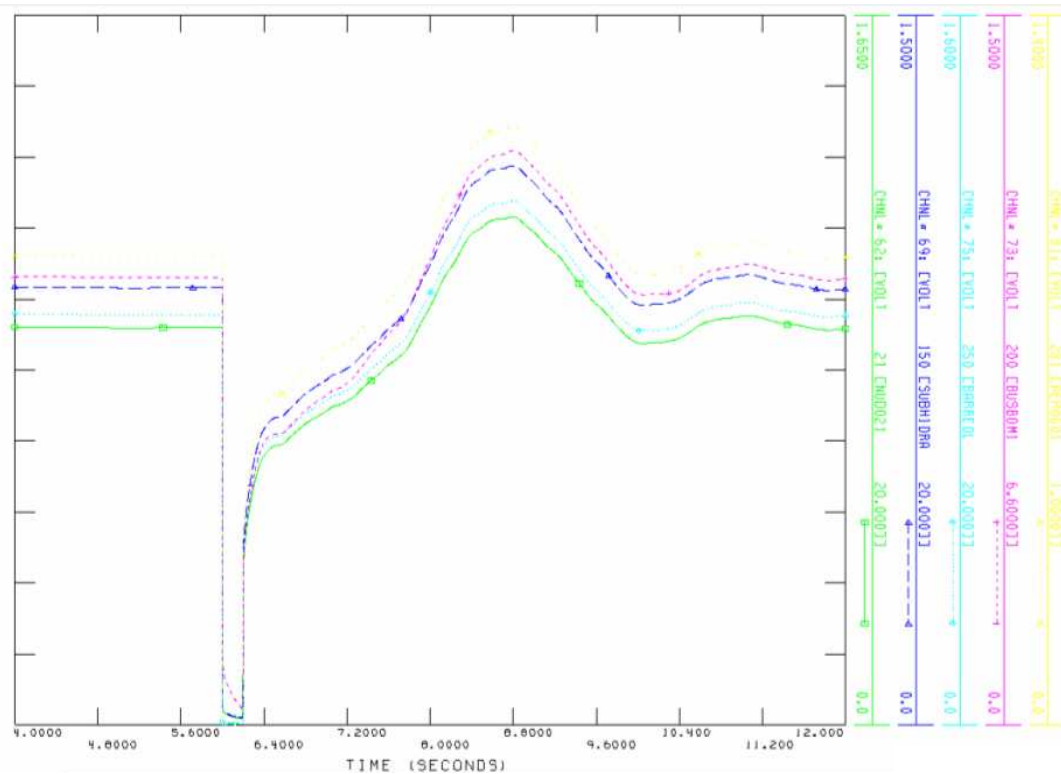
### – Compensación con 6 grupos diésel



– Compensación con 5 grupos diésel

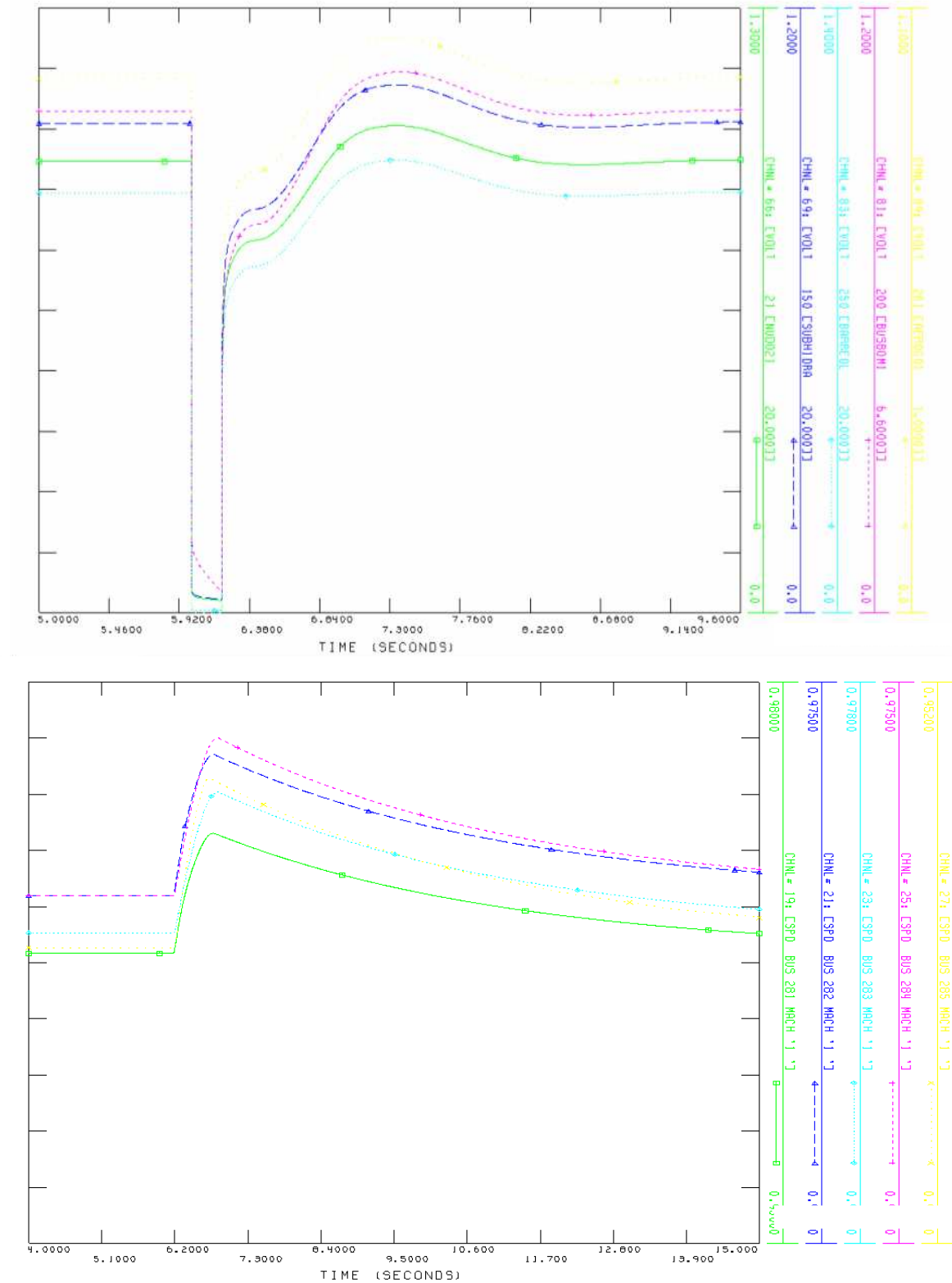


### - Compensación con 4 grupos diésel

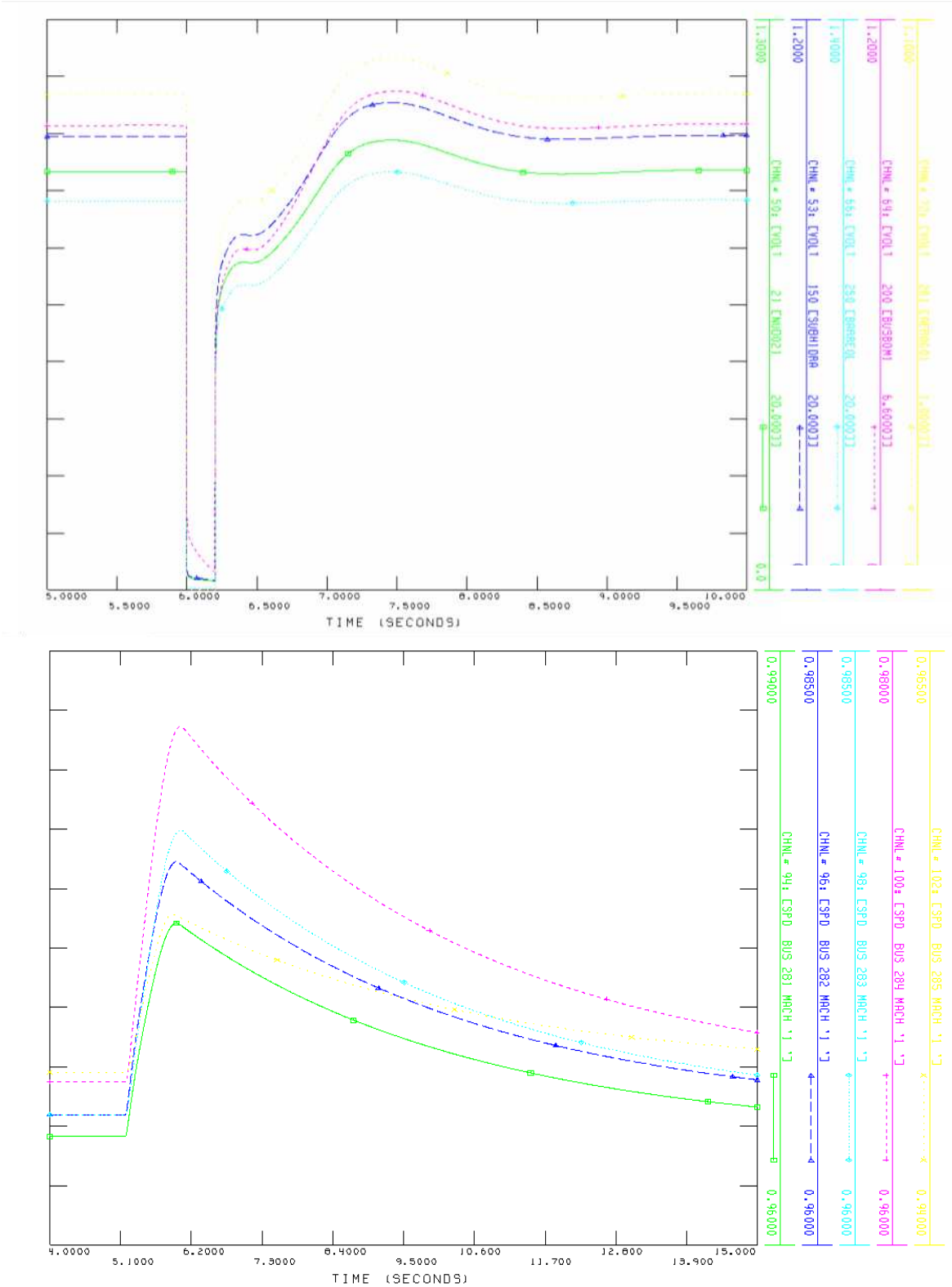




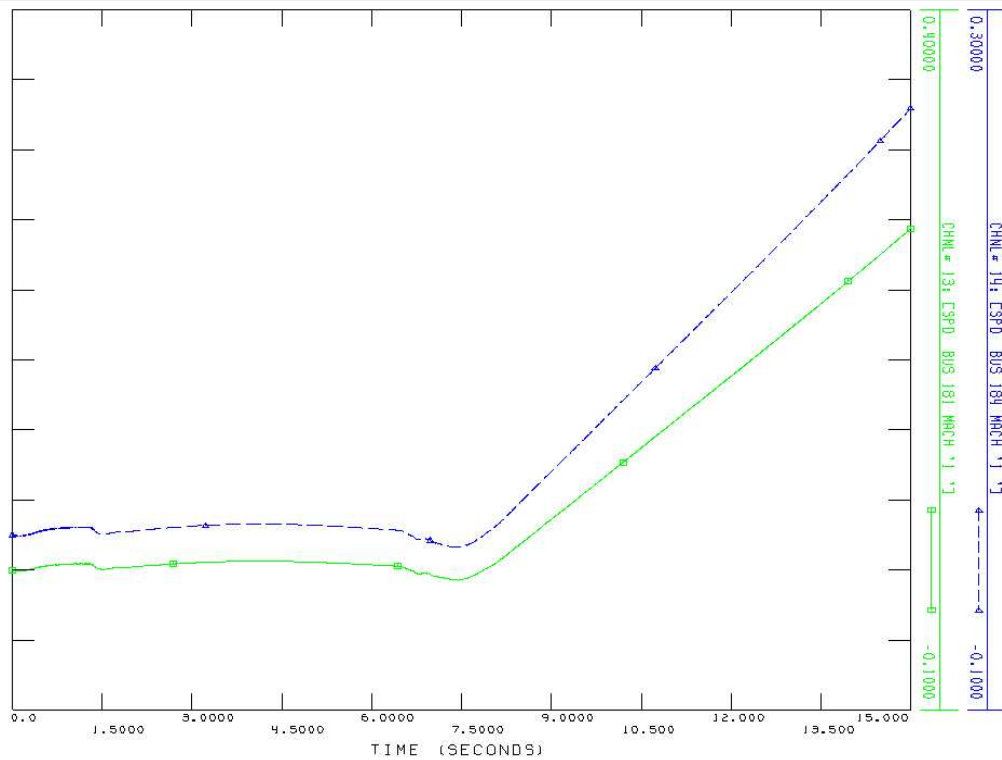
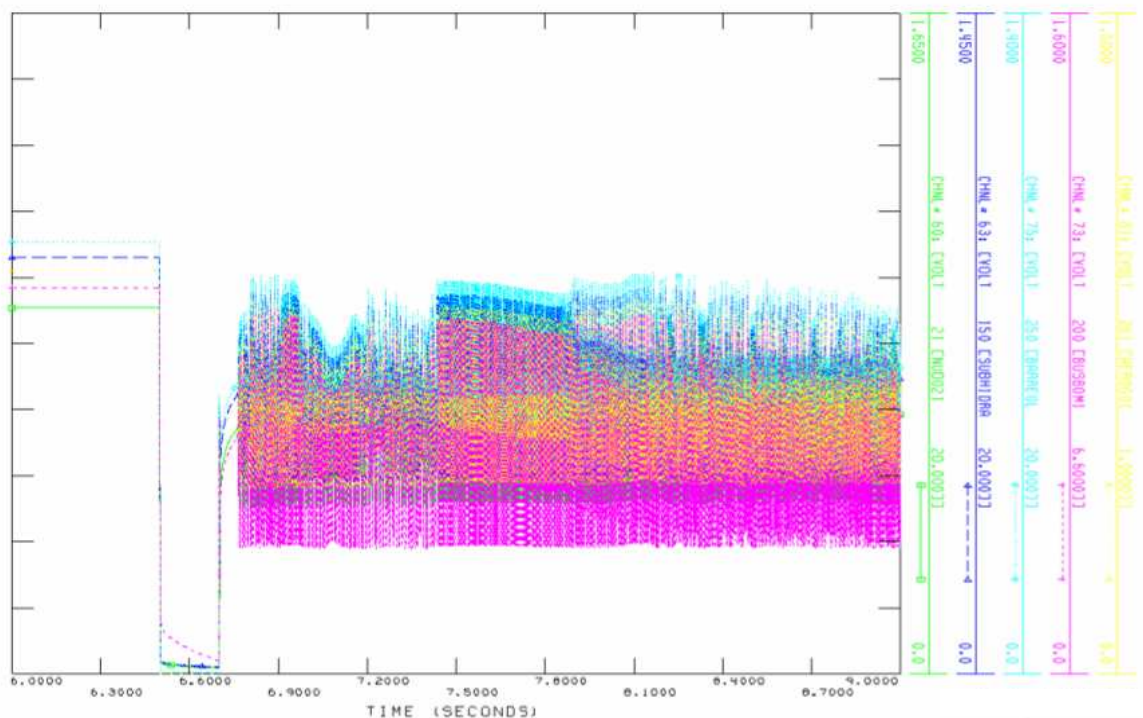
– Compensación con 4 grupos hidráulicos



– Compensación con 3 grupos hidráulicos



### – Compensación con 2 grupos hidráulicos



## 6.6 Conclusiones

La energía eólica es en la actualidad la fuente de generación renovable más competitiva desde el punto de vista económico, lo que ha llevado a un amplio grado de integración de este tipo de generación en los sistemas eléctricos de potencia.

En el proceso de integración masiva de parques eólicos en redes de hay una serie de condicionantes a tener en cuenta. El primero, que es necesario el diseño de los controles para minimizar la posibilidad de disparos intempestivos producidos por un hueco de tensión y así evitar el disparo en cascada de la generación. Y el segundo, establecer unos niveles de compensación que permitan la operación estable del parque eólico ante perturbaciones.

En este proyecto queda demostrado que con las tecnología de que dispone este parque eólico (generador síncrono con full-converter) no es posible abastecer una red eléctrica únicamente con aerogeneradores, sino que es necesario mantener una potencia mínima de respaldo que provenga de los grupos convencionales para asegurar la recuperación de la red tras una contingencia severa.

Una gestión adecuada de la red, tanto en lo referente a la generación de tipo convencional como en el control de los parques eólicos, puede conseguir que se solventen los problemas de la integración de renovables en redes débiles y conseguir un alto nivel de penetración de estas energías sin pérdida de suministro.



# ANEXOS



## ANEXO A- El sistema por unidad

El sistema por unidad permite realizar los cálculos necesarios para caracterizar los sistemas eléctricos de potencia de forma sencilla. El valor en por unidad de cualquier magnitud se define como la relación de dicha magnitud en unidades físicas con una magnitud de referencia denominada “base”, que posee las mismas dimensiones que la inicial. De esta forma la magnitud en por unidad no tiene dimensiones.

Un sistema base bien elegido puede minimizar esfuerzos computacionales, simplifica la evaluación y facilita el entendimiento de las características del sistema.

$$p.u. = \frac{\text{Magnitud en unidades físicas}}{\text{Base}} \quad [1]$$

Magnitudes tales como la tensión, la corriente, la potencia y la impedancia pueden ser expresadas en por unidad. Por ejemplo, para calcular el valor de una tensión en por unidad basta con dividir el valor de la tensión por una tensión base. Si la tensión en un punto es de 18 kV y se toma como tensión base 20 kV el valor en por unidad será:

$$u(p.u.) = \frac{U(V)}{U_{base}(V)} = \frac{18.000V}{20.000V} = 0.9 \quad [2]$$

Como puede observarse el cálculo en por unidad es equivalente al cálculo en tanto por ciento, ya que para obtener una magnitud en tanto por ciento basta con

multiplicar el valor por unidad por 100, así, en el ejemplo anterior, la tensión en ese punto es un 90 % de la tensión base. El cálculo mediante magnitudes en por unidad tiene una gran ventaja frente al cálculo mediante magnitudes en tanto por ciento: el producto de magnitudes en por unidad sigue siendo una magnitud por unidad mientras que en magnitudes en tanto por ciento debe dividirse el resultado por cien para que el resultado siga estando en tanto por ciento.

Las principales ventajas del uso del sistema por unidad son las siguientes:

- Los valores obtenidos son más sencillos y dan más información. Por ejemplo, si la tensión en un punto es 1.5 p.u. quiere decir que la tensión en ese punto es un 50 % mayor que la tensión base. Si la tensión base elegida se corresponde con la tensión nominal en ese punto significa que existe una sobretensión de un 50 %.
- El producto o cociente de dos magnitudes en por unidad dan como resultado una magnitud por unidad.
- Si las bases se toman de forma adecuada, la impedancia de cortocircuito de un transformador expresada en por unidad posee el mismo valor medido en cualquiera de los devanados.
- La impedancia por unidad de equipos similares tienen valores en por unidad similares cuando se toman como base sus valores nominales.

Uno de los puntos clave para utilizar el sistema por unidad de manera adecuada es la elección del sistema base. A continuación se describen las características que este sistema debe tener.

*– El sistema base*

Como se ha comentado anteriormente, las magnitudes base deben tener las mismas dimensiones que la magnitud que se desea expresar en por unidad. Para caracterizar los sistemas eléctricos de potencia en estado estacionario se emplean cinco magnitudes, y en régimen dinámico estas cinco magnitudes más el tiempo. En la siguiente tabla se resumen estas cinco magnitudes junto con sus unidades.

<i>Magnitud</i>	<i>Símbolo</i>	<i>Unidades</i>
Tensión	U	V
Intensidad	I	A
Potencia	$S=P+jQ$	VA
Impedancia	$Z=R+jX$	$\Omega$
Ángulo de fase	$\Theta, \varphi$	rad

La tensión, la corriente, la potencia y la impedancia están relacionadas de tal manera que la selección de los valores base de dos de ellos determina la base de los restantes. Generalmente, las magnitudes base independientes que se seleccionan son la tensión y la potencia, ya que la tensión nominal y la potencia nominal de los equipos que componen un sistema eléctrico de potencia son por lo general conocidos.

Un método para seleccionar las bases de tensión y potencia puede ser el siguiente:

- Separar el sistema eléctrico de potencia en zonas cuyo límite sea un transformador.

- Seleccionar la tensión base para una de las zonas y calcular las tensiones base para el resto aplicando la relación de transformación.
- Seleccionar una única potencia base para todo el sistema.

Normalmente, los valores base se seleccionan para que el resultado en condiciones nominales sea igual a la unidad.

La figura A1 muestra un sistema eléctrico de potencia en el que hay dos transformadores. Separando este sistema en zonas en los puntos en los que existe transformación de tensión, se obtienen tres zonas cuyas tensiones base deben cumplir la relación de transformación de los transformadores. Si elegimos  $U_{base1}$  el resto se calculará de la siguiente forma:

$$U_{base2} = U_{base1} \cdot \frac{U_2}{U_1} \quad [3]$$

$$U_{base3} = U_{base2} \cdot \frac{U_3}{U_2} \quad [4]$$

Una posibilidad es elegir como tensión base de cada zona su tensión nominal, de esta forma nos aseguramos que se cumplan las relaciones mostradas anteriormente y permite conocer fácilmente los casos de sobretensión y subtensión en cada una de las zonas.

El cálculo del resto de las magnitudes depende de si el sistema al que se aplica es monofásico o trifásico. El proyecto estudia una red trifásica, por lo que se explicará de forma detallada exclusivamente este caso.

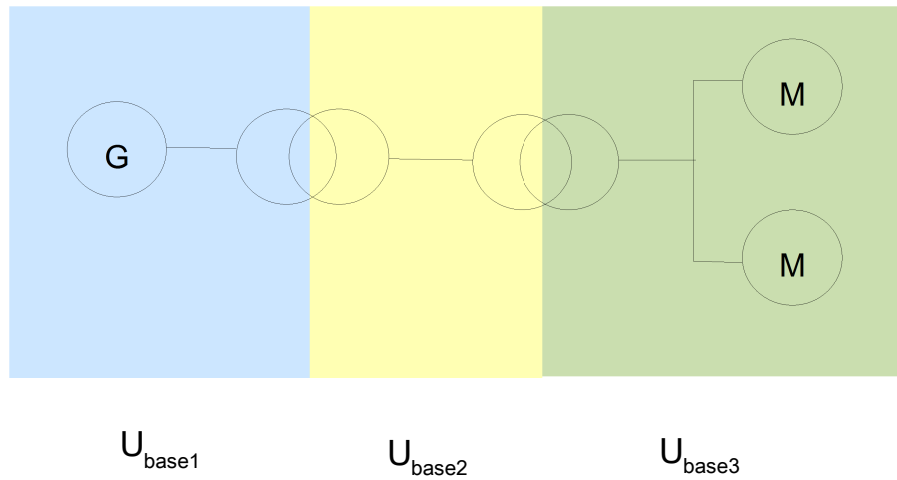


Fig A1 – Separación en zonas según las bases de tensión

– *Sistema por unidad trifásico equilibrado*

En los sistemas trifásicos en por unidad, la relación entre potencia, tensión e intensidad cumple la siguiente relación:

$$s(p.u.) = u(p.u.) \cdot i(p.u) \quad [5]$$

y la relación entre tensión, impedancia e intensidad :

$$u(p.u.) = z(p.u.) \cdot i(p.u) \quad [6]$$

La principal ventaja en los sistemas trifásicos del uso de magnitudes en p.u. es que se eliminan los factores 3 y  $\sqrt{3}$  que pueden despistar y resultar farragosos.

En los sistemas trifásicos equilibrados podemos elegir una base “por fase” o una base trifásica. Para poder utilizarlo es necesario convertir todas las impedancias en triángulo a impedancias en estrella. La relación entre las

magnitudes base “por fase” y las “trifásicas” debe cumplir:

$$S_{\text{base f}} = \frac{S_{\text{base}}}{3} \quad [7]$$

$$U_{\text{base f}} = \frac{U_{\text{baseL}}}{\sqrt{(3)}} \quad [8]$$

en donde L indica magnitud de línea y f de fase. La potencia Sbase es la trifásica. Si en la S no se indica nada, se sobreentenderá que es la trifásica.

Normalmente se utiliza como base la trifásica, en la que la tensión es tensión de línea del sistema y la potencia base es la trifásica.

La intensidad base en el caso de calcular el sistema base trifásico puede calcularse aplicando la relación de la potencia trifásica con los valores de tensión e intensidad de línea:

$$S = \sqrt{(3)} \cdot U_L \cdot I_L \quad [9]$$

Por tanto, la intensidad base debe cumplir:

$$I_{\text{base}} = \frac{S_{\text{base}}}{U_{\text{base}}} = \frac{S_{\text{base}}}{\sqrt{(3)} \cdot U_{\text{baseL}}} \quad [10]$$

De la misma forma, para el cálculo de la impedancia base:

$$Z_{\text{base}} = \frac{U_{\text{base}}}{I_{\text{base}}} = \frac{U_{\text{baseL}}^2}{S_{\text{base}}} \quad [11]$$

*– Cambios de base*

Las impedancias de transformadores, generadores y motores normalmente viene dadas por el fabricante en por unidad o tanto por ciento tomando como base los valores nominales de la máquina. Si la base elegida para el análisis a realizar no son iguales a los valores nominales de la máquina es necesario realizar un cambio de base para convertir el valor proporcionado por el fabricante a la potencia base del sistema.

Supongamos que se dispone del valor de la impedancia de una máquina en la base 1, y para el análisis del sistema al que dicha máquina está conectada se ha elegido la base 2.

Recordemos que para calcular la impedancia en por unidad en la base 1 es necesario solucionar la siguiente ecuación:

$$z(p.u.)_{base1} = \frac{Z(\Omega)}{Z_{base1}(\Omega)} \quad [12]$$

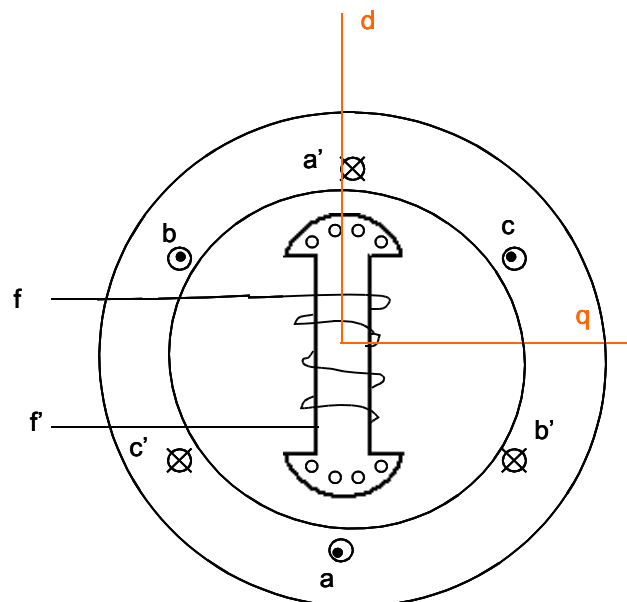
Y despejando  $Z(\Omega)$  de esta expresión:

$$Z(\Omega) = z(p.u.)_{base1} \cdot Z_{base1}(\Omega) \quad [13]$$

Pasando la  $Z(\Omega)$  a la nueva base se obtiene finalmente:

$$z(p.u.)_{base2} = \frac{Z(\Omega)}{Z_{base2}(\Omega)} = z(p.u.)_{base1} \cdot \frac{Z_{base1}(\Omega)}{Z_{base2}(\Omega)} = z(p.u.)_{base1} \cdot \frac{U_{base1}^2 / S_{base1}}{U_{base2}^2 / S_{base2}} \quad [14]$$





-213-

A la hora de estudiar la máquina síncrona, se aceptan una serie de hipótesis simplificadoras para reducir la complejidad inicial del problema:

- Se supone que el circuito magnético no está saturado, lo que permite expresar los flujos como funciones lineales de las corrientes.
- Se supone que el circuito magnético está perfectamente laminado en chapas, lo que permite considerar que solamente los arrollamientos (inductor, inducido y amortiguadores) están recorridos por las corrientes eléctricas y, además, suponemos que la densidad de corriente en los conductores es uniforme (ausencia de efecto pelicular) y que no existen pérdidas por histéresis en el hierro
- Se considera que los devanados del estator se distribuyen senoidalmente a lo largo del entrehierro, lo que significa que se considera únicamente el efecto del primer armónico en la distribución de fuerza magnetomotriz creada por cada fase del inducido. Se supone, además, que las ranuras del estátor no influyen en las variaciones de inductancia de los devanados con la posición del rotor.
- Se considera que los devanados amortiguadores se pueden representar por dos devanados cerradores en cortocircuito sobre ellos mismos. Se tiene así el devanado amortiguador de eje directo, señalado con la letra D y el de eje en cuadratura, con la letra Q. Esta aproximación se justifica por el hecho de que las barras amortiguadoras son normalmente de la misma sección, dispuestas regularmente sobre la superficie de los polos y respetando la simetría respecto de los ejes  $O_d$  y  $O_q$ .

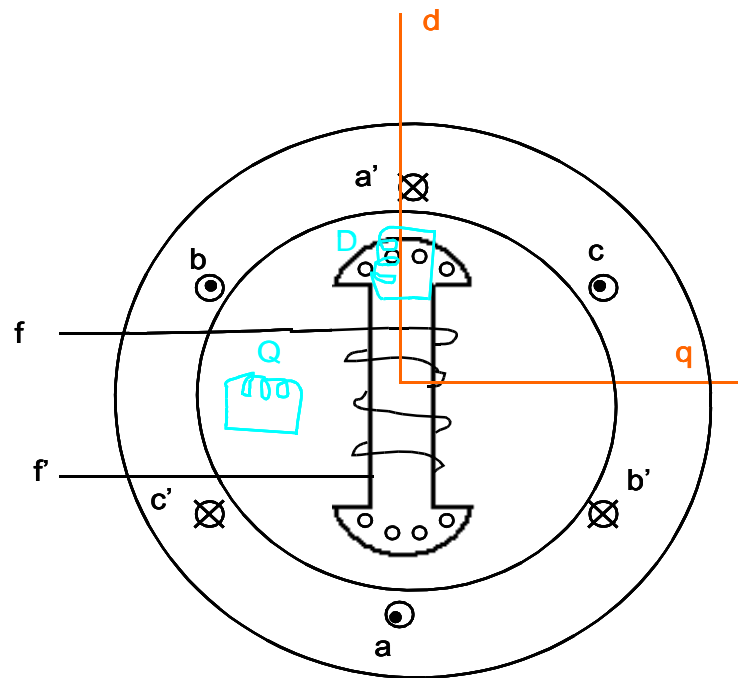


Fig A.2 Esquema de la máquina síncrona con los devanados amortiguadores

El estudio del comportamiento, tanto en régimen permanente como transitorio de una máquina síncrona, requiere la resolución simultánea de sus ecuaciones eléctricas y magnéticas. Debido al carácter periódico de los coeficientes de autoinducción y de inducción mutua de los devanados del estátor, que varían con la posición del rotor, y, por tanto, con el tiempo, la complejidad algebraica es muy grande. Además es muy complicado observar los fenómenos físicos involucrados en el proceso de concatenación de los flujos de los devanados de la máquina.

Para simplificar el análisis se realiza un cambio de variables para las corrientes, las tensiones y los flujos del estátor. Se sustituyen los devanados reales a, b y c de estátor, con sus ejes fijos e inmóviles por dos arrollamientos ficticios d y q cuyos ejes son solidarios al rotor y giran con él. En régimen permanente trifásico equilibrado, las corrientes  $i_d$  e  $i_q$  son dos constantes  $I_d$  e  $I_q$ .

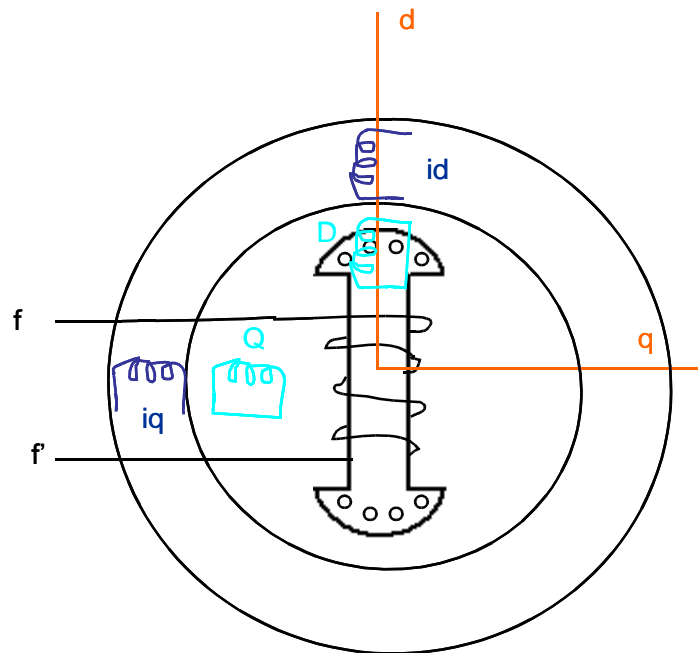


Fig A. 3 – Esquema de la máquina con los devanados solidarios al rotor

El modelo de eje directo de la máquina incluye dos terminales: uno corresponde al devanado de estátor y otro al devanado de campo. Las representaciones más simples de eje directo asumen que sólo hay dos corrientes importantes: la de eje directo del devanado de estátor y la del devanado de campo.

Sin embargo, como se conoce la importancia que tiene la corriente del devanado amortiguador, en la mayoría de los modelos se tiene en cuenta.

Los flujos en la máquina se dividen básicamente en dos tipos: los flujos mutuos que atraviesan simultáneamente a todos los devanados del estátor y del rotor situados en el mismo eje y los flujos de dispersión que se cierran únicamente por los arrollamientos individuales y que se deben a los flujos de dispersión de

ranura, de las cabezas de bobina y del entrehierro.

La reacción de inducido de la máquina se divide en dos componentes: una en el eje d y otra en el eje q. Los flujos que se producen en ambos ejes se pueden representar a través de las reactancias  $X_{ad}$  y  $X_{aq}$  (por tanto,  $L_{ad}$  y  $L_{aq}$ )

$X_{ad}$ = reactancia en eje directo que tiene en cuenta el flujo producido por las corrientes de eje directo.

$L_{f1d}$ =inductancia de dispersión del devanado amortiguador.

– *Modelos de eje directo y en cuadratura*

GENSAL tiene una representación de eje directo como se muestra a continuación, ya que es una máquina con un único devanado amortiguador. Las variables  $e_{fd}$  e  $i_{fd}$  corresponden a los valores de la tensión y la corriente de campo referidas a estátor (las que se miden son  $e'_{fd}$  e  $i'_{fd}$ )

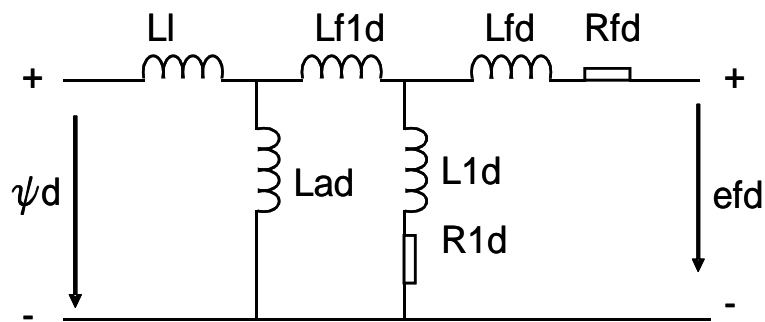


Fig. A.4. Representación de eje directo del modelo GENSAL

$R_{1d}$  y  $L_{1d}$  representan la reactancia y la resistencia del devanado amortiguador.

En el eje q no hay terminales que correspondan al devanado en el rotor, por lo que eje q sólo tiene una salida.

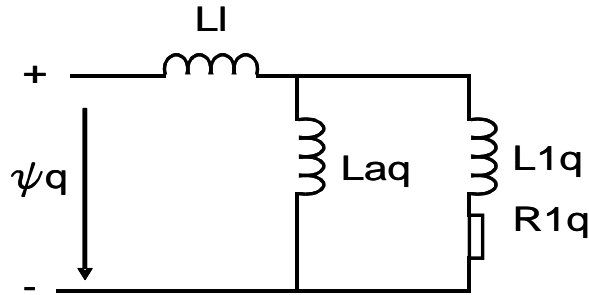


Fig. A.5. Representación de eje directo del modelo GENSAL

$L_I$  = inductancia de dispersión. Como los flujos se consideran principalmente confinados a estátor, es igual para ambos ejes.

– *Parámetros dinámicos del modelo*

Los huecos de aire en una máquina síncrona varían en las direcciones del eje directo y en cuadratura lo que lleva a distintas inductancias en el eje d y en el eje q.

$$L_d = L_{ad} + L_I \quad [1]$$

$$L_q = L_{aq} + L_I \quad [2]$$

Durante los transitorios las inductancias de las máquinas síncronas que primero se obtienen son  $L''_d$  y  $L''_q$  y luego  $L'_d$  se dimensiona, o bien midiendo directamente, o bien con métodos de cálculo numérico. La magnitud de estas inductancias está influida básicamente por las características del devanado de campo y del devanado amortiguador.

Al inicio del cortocircuito la corriente de estátor crece rápidamente, hay un cambio brusco que trata de alterar el flujo de la máquina. El devanado amortiguador reacciona y fuerza a que el flujo creado por el devanado de estátor se disperse en las inmediaciones del aire. Esto hace que  $L'_d$  y  $L'_q$  sean pequeños en comparación con  $L_d$ .

Cuando se calculan las corrientes de cortocircuito durante el transitorio se emplea la  $L'_d$  y la constante de tiempo  $T'_d$  hasta que el transitorio se amortigua y se llega al régimen permanente, con  $L_d$  y  $L_q$ .

Los diferentes estados de la máquina son:

- Régimen permanente

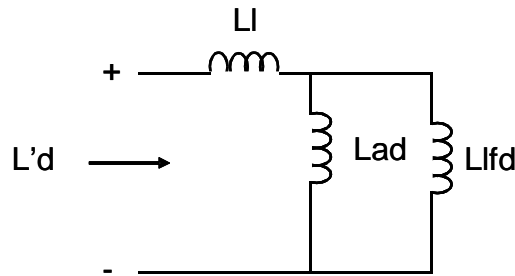
$$L_d = L_{ad} + L_l \quad [3]$$

$$L_q = L_{aq} + L_l \quad [4]$$

- Régimen transitorio

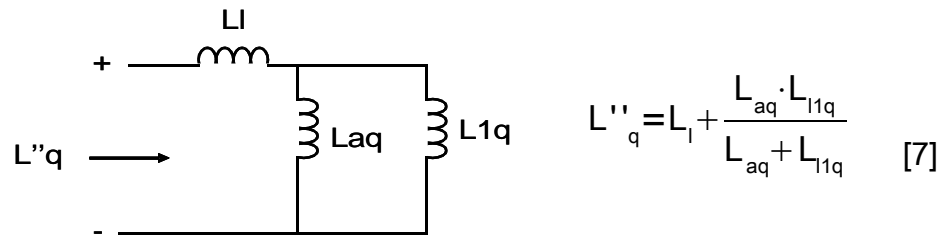
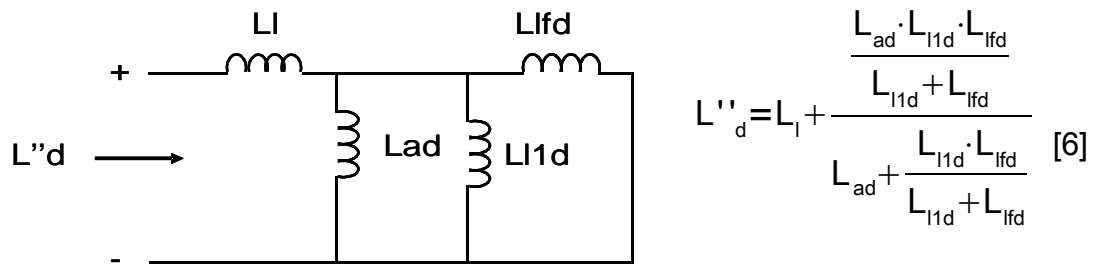
$$L'_d = L_l + \frac{L_{ad} \cdot L_{lfd}}{L_{ad} + L_{lfd}} \quad [5]$$

$L'_d$  = inductancia transitoria de eje directo es la suma de la dispersión en el estátor y el paralelo entre la inductancia de eje directo y la inductancia de dispersión del devanado de campo.



Se asocia al devanado de campo y, como en las máquinas de polos salientes está en el eje d, no hay valor correspondiente en el eje q.

– Régimen subtransitorio



– Constantes de tiempo del modelo

- Constante de tiempo transitoria de eje directo en circuito abierto.

$$T'_{do} = \frac{L_{fd}}{R_{fd}} \quad [8]$$



Este parámetro rige el cambio en la corriente de excitación cuando se produce un cambio en la tensión aplicada al campo, suponiendo que la máquina no tiene devanados amortiguadores y que el inducido está abierto.

- Constante de tiempo transitoria de eje directo en cortocircuito.

$$T'_d = \frac{1}{R_{fd}} \left( L_{lfd} + \frac{L_{ad} \cdot L_l}{L_{ad} + L_l} \right) \quad [9]$$

- Constante de tiempo subtransitoria de eje directo en cortocircuito.

$$T''_d = \frac{1}{R_{1d}} \left( L_{f1d} + \frac{L_{ad} \cdot L_{lfd} \cdot L_l}{L_{ad} L_l + L_{ad} L_{lfd} + L_{lfd} L_l} \right) \quad [10]$$

- Constante de tiempo subtransitoria de eje directo en circuito abierto.

$$T''_{do} = \frac{1}{R_{1d}} \left( L_{f1d} + \frac{L_{ad} L_{lfd}}{L_{ad} + L_{lfd}} \right) \quad [11]$$

- Constante de tiempo subtransitoria de eje en cuadratura a circuito abierto.

$$T''_{qo} = \frac{L_{1q}}{R_{1q}} \quad [12]$$

Representa la constante de tiempo del devanado amortiguador de eje q cuando el inducido está abierto.

- Constante de tiempo subtransitoria de eje en cuadratura en cortocircuito.

$$T''_q = \frac{1}{R_{1q}} \left( L_{1q} - \frac{L_{aq}^2}{L_q} \right) \quad [13]$$

- Constante de tiempo  $T_d$ .

$$T_d = \frac{L_{l1d}}{R_{1d}} \quad [14]$$

#### – Ecuaciones del modelo

Para la obtención de las ecuaciones del modelo se parte de las ecuaciones que regulan el comportamiento tanto eléctricas como magnéticas y de la saturación, cuyas ecuaciones se recogen en el apéndice 5B de la norma del IEEE Std 1110-1991.

Las ecuaciones que se van a deducir son las que se usan comercialmente en la mayoría de programas de estabilidad.  $L'_d$  y  $L''_d$  son valores saturados.  $L_d$  y  $L_{ad}$  son valores no saturados.

Al tratarse de valores en p.u las reactancias y las inductancias son iguales. En la nomenclatura es habitual encontrarse tanto unas como otras.

$$\psi''_d = \psi'_d \left( \frac{L''_d - L_l}{L'_d - L_l} \right) + \psi_d \left( \frac{L'_d - L''_d}{L'_d - L_l} \right) \quad [15]$$

$$\psi_d = \frac{1}{T''_{do} s} (E'_q - (L'_d - L_l) i_d - \psi_d) \quad [16]$$

Al pasar esta ecuación al dominio del tiempo, se obtiene la primera de las ecuaciones del modelo.

$$\boxed{T''_{do} \cdot \dot{\psi}_d = E'_q - \psi_d - (L'_d - L_l) i_d} \quad [17]$$

La segunda ecuación se obtiene partiendo de la ecuación de campo de la máquina.

$$v_f = r_f \cdot i_f + \frac{d\psi_f}{dt} \quad [18]$$

Multiplicando por  $\frac{L_{ad}}{r_f}$  y teniendo en cuenta que  $T'_{do} = \frac{l_f}{r_f}$

$$\frac{l_{ad}}{r_f} \cdot \frac{d\psi_f}{dt} = \frac{l_{ad}}{r_f} \cdot v_f - l_{ad} \cdot i_f \quad [19]$$

$$\frac{l_{ad}}{r_f} \cdot \frac{l_f}{l_f} \frac{d\psi_f}{dt} = E_{fd} - l_{ad} \cdot i_f \quad [20]$$

$$T'_{do} \cdot \frac{dE'_q}{dt} = E_{fd} - l_{ad} \cdot i_f \quad [21]$$

$$l_{ad} \cdot i_f = E'_q + (L_d - L'_d) \left[ I_d + T''_{do} \frac{1}{T''_{do}} (\psi'_d - \psi_d - i_d (L'_d - L_l)) \left( \frac{L'_d - L''_d}{(L'_d - L_l)^2} \right) \right] \quad [22]$$

$$\boxed{T'_{do} \cdot \dot{E}'_q = -\dot{E}'_q - (L_d - L'_d) \left[ I_d - \frac{(L'_d - L''_d)(\psi_d + (L'_d - L_l) I_d - E'_q)}{(L'_d - L_l)^2} \right] + E_{fd}} \quad [23]$$

En el modelo GENSAL aparece, además, un factor de saturación adicional, que en este modelo deducido (el más usado) no aparece. Como corresponde al modelo, sólo hay saturación en el eje d.

#### *– Conclusiones*

El modelo GENSAL responde a un modelo de generador de polos salientes con saturación cuadrática en el eje d.

La máquina tiene un devanador amortiguador.

Se corresponde con el modelo 2.1 según los diseños estándar del IEEE.

Todas las variables están referidas a estátor para facilitar el estudio de la máquina acoplada a su correspondiente regulador de tensión.

Los modelos de eje d y eje q son los que aparecen dibujados aquí y que se corresponden con los del Std. 1110.

Los valores de las inductancias y de las constantes de tiempo que se utilizan como base para el cálculo matemático se obtienen a través de una serie de ensayos recogidos en la normativa IEEE Std. 1115

Las entradas al modelo son  $i_d$ ,  $i_q$  y  $E_{fd}$  y las salidas son  $\psi''_d$  y  $\psi''_q$

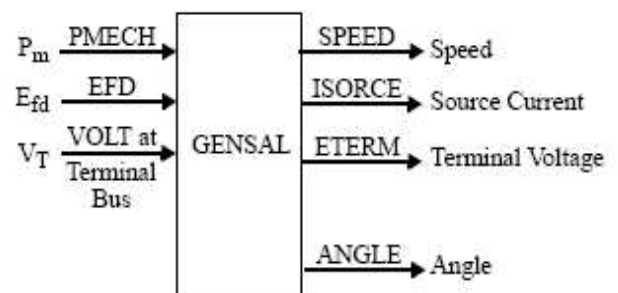
## ANEXO C – Hojas de datos de los modelos

### – Generadores

#### GENSAL

##### Salient Pole Generator Model (Quadratic Saturation on d-Axis)

This model is located at system bus # \_\_\_\_\_ IBUS,  
 machine # \_\_\_\_\_ I.  
 This model uses CONs starting with # \_\_\_\_\_ J,  
 and STATEs starting with # \_\_\_\_\_ K.  
 The machine MVA is \_\_\_\_\_ for each of units =  
 \_\_\_\_\_ MBASE.  
 ZSORCE for this machine is \_\_\_\_\_ + j \_\_\_\_\_ on  
 the above MBASE.



CONs	#	Value	Description
J			$T'_{do} (>0)$ (sec)
J+1			$T''_{do} (>0)$ (sec)
J+2			$T'''_{qo} (>0)$ (sec)
J+3			Inertia, H
J+4			Speed damping, D
J+5			$X_d$
J+6			$X_q$
J+7			$X'_d$
J+8			$X''_d = X''_q$
J+9			$X_l$
J+10			S(1.0)
J+11			S(1.2)

STATEs	#	Description
K		$E'_q$
K+1		$\Psi''_q$
K+2		$\psi_{kd}$
K+3		$\Delta$ speed (pu)
K+4		Angle (radians)

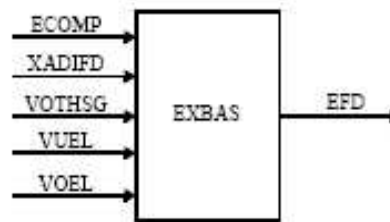
Note:  $X_d$ ,  $X_q$ ,  $X'_d$ ,  $X''_d$ ,  $X''_q$ ,  $X_l$ , H, and D are in pu,  
 machine MVA base.

$X''_q$  must be equal to  $X''_d$ .

IBUS, 'GENSAL', I,  $T'_{do}$ ,  $T''_{do}$ ,  $T'''_{qo}$ , H, D,  $X_d$ ,  $X_q$ ,  $X'_d$ ,  $X''_d$ ,  $X_l$ , S(1.0), S(1.2)/

– *Sistemas de excitación***EXBAS****Basler Static Voltage Regulator Feeding dc or ac Rotating Exciter**

This model is located at system bus # \_\_\_\_\_ IBUS,  
 machine # \_\_\_\_\_ I.  
 This model uses CONs starting with # \_\_\_\_\_ J.  
 and STATEs starting with # \_\_\_\_\_ K.



CONs	#	Value	Description
J			$T_R$ , voltage transducer time constant (sec)
J+1			$K_P$ , proportional gain
J+2			$K_I$ , integral (reset) gain
J+3			$K_A$ , gain
J+4			$T_A$ , bridge time constant (sec)
J+5			$T_B$ , lag time constant (sec)
J+6			$T_C$ , lead time constant (sec)
J+7			$V_{RMAX}$ , maximum control output (pu)
J+8			$V_{RMIN}$ , minimum control output (pu)
J+9			$K_F$ , rate feedback gain
J+10			$T_F$ , rate feedback time constant (>0.) (sec)
J+11			$T_{F1}$ , feedback lead time constant (sec)
J+12			$T_{F2}$ , feedback lag time constant (sec)
J+13			$K_E$ , exciter field proportional constant
J+14			$T_E$ , exciter field time constant (>0.) (sec)
J+15			$K_C$ , rectifier regulation factor (pu)
J+16			$K_D$ , exciter regulation factor (pu)
J+17			$E_1$ , exciter flux at knee of curve (pu)
J+18			$S_E(E_1)$ , saturation factor at knee of curve
J+19			$E_2$ , maximum exciter flux (pu)
J+20			$S_E(E_2)$ , saturation factor at maximum exciter flux (pu)

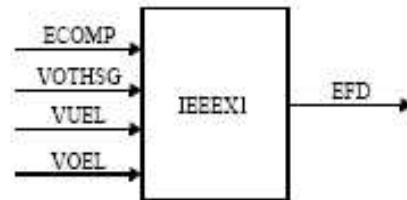
STATEs	#	Description
K		Sensed $E_T$
K+1		Integral gain
K+2		Lead lag
K+3		Regulator output
K+4		$V_E$
K+5		Feedback washout
K+6		Feedback lead lag

IBUS, 'EXBAS', I,  $T_R$ ,  $K_P$ ,  $K_I$ ,  $K_A$ ,  $T_A$ ,  $T_B$ ,  $T_C$ ,  $V_{RMAX}$ ,  $V_{RMIN}$ ,  $K_F$ ,  $T_F$ ,  $T_{F1}$ ,  $T_{F2}$ ,  $K_E$ ,  $T_E$ ,  $K_C$ ,  $K_D$ ,  $E_1$ ,  $S_E(E_1)$ ,  $E_2$ ,  $S_E(E_2)$

## IEEE1

### IEEE Type 1 Excitation System

This model is located at system bus # \_\_\_\_\_ IBUS,  
 machine # \_\_\_\_\_ I,  
 This model uses CONs starting with # \_\_\_\_\_ J,  
 and STATEs starting with # \_\_\_\_\_ K,  
 and VAR # \_\_\_\_\_ L.

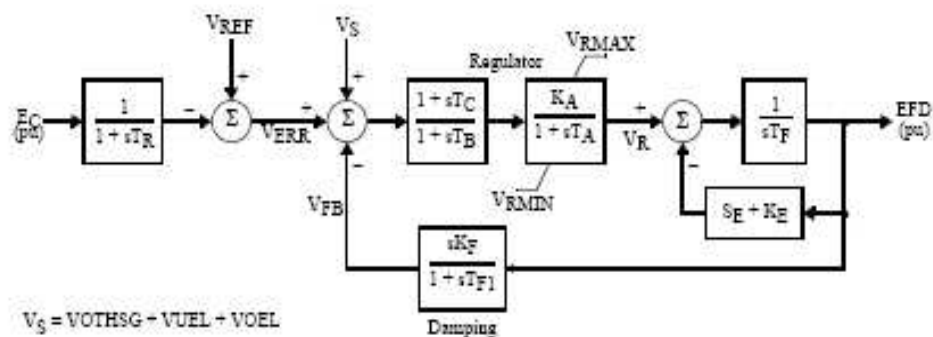


CONs	#	Value	Description
J			$T_R$ (sec)
J+1			$K_A$
J+2			$T_A$ (sec)
J+3			$T_B$ (sec)
J+4			$T_C$ (sec)
J+5			$V_{RMAX}$ or zero
J+6			$V_{RMIN}$
J+7			$K_E$ or zero
J+8			$T_E$ ( $>0$ ) (sec)
J+9			$K_F$
J+10			$T_{F1}$ ( $>0$ ) (sec)
J+11		0	Switch
J+12			$E_1$
J+13			$S_E(E_1)$
J+14			$E_2$
J+15			$S_E(E_2)$

STATEs	#	Description
K		Sensed $V_T$
K+1		Lead lag
K+2		Regulator output, $V_R$
K+3		Exciter output, EFD
K+4		Rate feedback integrator

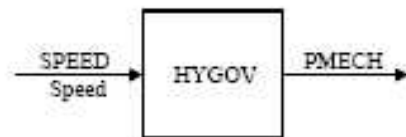
VAR	#	Description
L		$K_E$

IBUS, 'IEEE1', I,  $T_R$ ,  $K_A$ ,  $T_A$ ,  $T_B$ ,  $T_C$ ,  $V_{RMAX}$ ,  $V_{RMIN}$ ,  $K_E$ ,  $T_E$ ,  $K_F$ ,  $T_{F1}$ , 0.,  $E_1$ ,  $S_E(E_1)$ ,  $E_2$ ,  $S_E(E_2)$



– *Reguladores de velocidad***HYGOV****Hydro Turbine-Governor**

This model is located at system bus # \_\_\_\_\_ IBUS,  
 machine # \_\_\_\_\_ I.  
 This model uses CONs starting with # \_\_\_\_\_ J,  
 and STATEs starting with # \_\_\_\_\_ K,  
 and VARs starting with # \_\_\_\_\_ L.

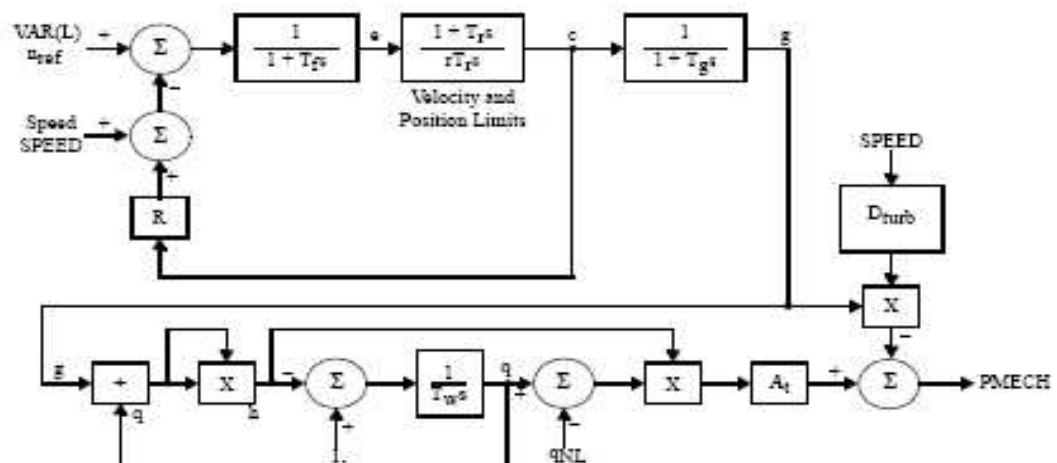


CONs	#	Value	Description
J			R, permanent droop
J+1			r, temporary droop
J+2			$T_r (>0)$ governor time constant
J+3			$T_f (>0)$ filter time constant
J+4			$T_g (>0)$ servo time constant
J+5			$\pm$ VELM, gate velocity limit
J+6			G <sub>MAX</sub> , maximum gate limit
J+7			G <sub>MIN</sub> , minimum gate limit
J+8			$T_W (>0)$ water time constant
J+9			A <sub>t</sub> , turbine gain
J+10			D <sub>turb</sub> , turbine damping
J+11			QNL, no load flow

STATEs	#	Description
K		e, filter output
K+1		c, desired gate
K+2		g, gate opening
K+3		q, turbine flow

VARs	#	Description
L		Speed reference
L+1		h, turbine head

IBUS, 'HYGOV', I, R, r,  $T_r$ ,  $T_f$ ,  $T_g$ , VELM, G<sub>MAX</sub>, G<sub>MIN</sub>,  $T_W$ , A<sub>t</sub>, D<sub>turb</sub>, QNL/





## DEGOV Woodward Diesel Governor

This model is located at system bus # \_\_\_\_\_ IBUS,  
 machine # \_\_\_\_\_ I.  
 This model uses CONs starting with # \_\_\_\_\_ J,  
 and STATEs starting with # \_\_\_\_\_ K,  
 and VARs starting with # \_\_\_\_\_ L.

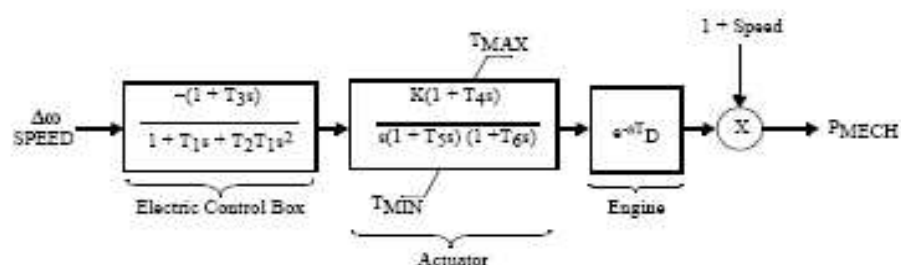


CONs	#	Value	Description
J			$T_1$ (sec)
J+1			$T_2$ (sec)
J+2			$T_3$ (sec)
J+3			K
J+4			$T_4$ (sec)
J+5			$T_5$ (sec)
J+6			$T_6$ (sec)
J+7			$T_D$ ( $0 \leq T_D \leq 12 * DELT$ ) (sec)
J+8			$T_{MAX}$
J+9			$T_{MIN}$

VARs	#	Description
L		Delay table
L+1		
.		
.		
.		
L+12		

STATEs	#	Description
K		Electric control box 1
K+1		Electric control box 2
K+2		Actuator 1
K+3		Actuator 2
K+4		Actuator 3

IBUS, 'DEGOV', I,  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$ , K,  $T_4$ ,  $T_5$ ,  $T_6$ ,  $T_D$ ,  $T_{MAX}$ ,  $T_{MIN}$ /



## – Motores/bombas

## CIM6BL, CIM6OW, CIM6ZN, CIM6AR, CIM6AL

## Induction Motor Load Model

DYRE Data Record:

I, 'CIM6xx', LID, IT, R<sub>A</sub>, X<sub>A</sub>, X<sub>M</sub>, R<sub>1</sub>, X<sub>1</sub>, R<sub>2</sub>, X<sub>2</sub>, E<sub>1</sub>, S(E<sub>1</sub>), E<sub>2</sub>, S(E<sub>2</sub>), MBASE, PMULT, H, V<sub>I</sub>, T<sub>I</sub>, T<sub>B</sub>, A, B, D, E, C<sub>0</sub>, T<sub>nom</sub> /

LID is an explicit load identifier or may be '\*' for application to loads of any ID associated with the subsystem type.

Model suffix "xx"	"I" Description
BL	Bus number
OW	Owner number
ZN	Zone number
AR	Area number
AL	0

ICON	Value	Description
M		IT, motor type

CONs	Value	Description
J		R <sub>A</sub>
J+1		X <sub>A</sub>
J+2		X <sub>m</sub> > 0
J+3		R <sub>1</sub> > 0
J+4		X <sub>1</sub> > 0
J+5		R <sub>2</sub> (0. for single cage)
J+6		X <sub>2</sub> (0. for single cage)
J+7		E <sub>1</sub> ≥ 0.
J+8		S(E <sub>1</sub> )
J+9		E <sub>2</sub>
J+10		S(E <sub>2</sub> )
J+11		MBASE (see Note 2)
J+12		PMULT (see Note 2)
J+13		H (inertia - per unit motor base)
J+14		V <sub>I</sub> (pu) (see Note 5)
J+15		T <sub>I</sub> (cycles) (see Note 6)
J+16		T <sub>B</sub> (cycles) (see Note 6)
J+17		A
J+18		B
J+19		D
J+20		E
J+21		C <sub>0</sub>
J+22		T <sub>nom</sub> . Load torque at 1 pu speed (used for motor starting only) (≥0)

STATEs	Description
K	E <sub>q</sub>
K+1	E <sub>d</sub>
K+2	E <sub>q</sub>
K+3	E <sub>d</sub>
K+4	Δ speed (pu)
K+5	Angle deviation

VARs	Description
L	Admittance of initial condition Mvar difference
L+1	Motor Q
L+2	T <sub>slac</sub> (pu motor base)
L+3	Δω
L+4	T (pu on motor base) (see Notes 3 & 4)
L+5	I <sub>Q</sub>
L+6	I <sub>D</sub>
L+7	Motor current (pu motor base)
L+8	Relay trip time
L+9	Breaker trip time
L+10	MVA rating
L+11	T <sub>L</sub> (pu load torque)

Reserved ICONs	Description
N	Relay action code
N+1	Relay trip flag
N+2	Breaker action code
N+3	Breaker trip flag

## ANEXO D- Cálculo de líneas eléctricas

Las líneas eléctricas principales de distribución de la isla se han calculado teniendo en cuenta que el total de potencia que se puede generar es de 13.35MW y que, aunque la punta de consumo es de 6.87MW, ante eventuales ampliaciones del sistema, las líneas tienen que ser capaces de transportar esa potencia hasta los puntos de consumo.

La potencia que tiene que transportar cada una de las líneas de distribución es:

- Línea 2-21 (Zona Tijimira) = 0.267 MW
- Línea 7-71 (Zona Estaca) = 1.6688 MW
- Línea 16-161 (Zona Norte) = 7.6228 MW
- Línea 69-691 (Zona Sur) = 3.1771 MW

Para la elección de la sección de cable necesaria se busca una de las normalizadas en las tablas de la norma UNE 50182 y se justifica la elección en base a los siguientes criterios:

- Impedancia de la línea
- Máxima caída de tensión
- Intensidad admisible en régimen permanente
- Intensidad máxima en cortocircuito

### LINEA NORTE

– *Impedancia de la línea*

Se opta por un conductor tipo de aluminio reforzado con acero de los que se recogen en la tabla F30 de la norma anteriormente citada.

Tabla F.30  
 Características de los conductores de aluminio reforzado con acero utilizados en España – Tipo AL1/ST1A

Código	Código antiguo	Sección			Nº de alambres		Diámetro del alambre		Diámetro		Masa por unidad de longitud	Resistencia a la tracción asignada	Resistencia en c.c.
		Al	Acero	Total			Al	Acero	Alma	Conductor			
		mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	Al	Acero	mm	mm	mm	mm			
27-AL1/4-ST1A	LA 30	26,7	4,45	31,1	6	1	2,38	2,38	2,38	7,14	107,8	9,74	1,073 6
47-AL1/8-ST1A	LA 56	46,8	7,79	54,6	6	1	3,15	3,15	3,15	9,45	188,8	16,29	0,612 9
67-AL1/11-ST1A	LA 78	67,3	11,2	78,6	6	1	3,78	3,78	3,78	11,3	271,8	23,12	0,425 6
94-AL1/22-ST1A	LA 110	94,2	22,0	116,2	30	7	2,00	2,00	6,00	14,0	432,5	43,17	0,306 7
119-AL1/28-ST1A	LA 145	119,3	27,8	147,1	30	7	2,25	2,25	6,75	15,8	547,4	54,03	0,242 3
147-AL1/34-ST1A	LA 180	147,3	34,4	181,6	30	7	2,50	2,50	7,50	17,5	675,8	64,94	0,196 3
242-AL1/39-ST1A	LA 280 HAWK	241,6	39,5	281,1	26	7	3,44	2,68	8,04	21,8	976,2	84,89	0,119 5
337-AL1/44-ST1A	LA 380 GULL	337,3	43,7	381,0	54	7	2,82	2,82	8,46	25,4	1 274,6	107,18	0,085 7
402-AL1/52-ST1A	LA 455 CONDOR	402,3	52,2	454,5	54	7	3,08	3,08	9,24	27,7	1 520,5	123,75	0,071 9
485-AL1/63-ST1A	LA 545 CARDINAL	484,5	62,8	547,3	54	7	3,38	3,38	10,1	30,4	1 831,1	149,04	0,059 7
565-AL1/72-ST1A	LA 635 FINCH	565,0	71,6	636,6	54	19	3,65	2,19	11,0	32,9	2 123,0	174,14	0,051 2

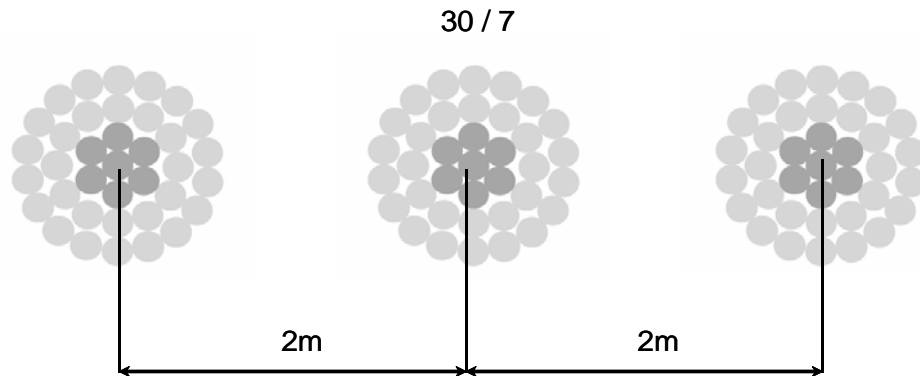
NOTA – La dirección de cableado de la capa externa es "a derecha" (Z).

El conductor elegido es el 94-AL1/28-ST1A. Para esta sección se comprueba que cumple todos los requisitos necesarios.

De la tabla se obtienen una serie de datos necesarios para los cálculos. El valor de la resistencia por unidad de longitud es 0.3067  $\Omega/\text{km}$ . La sección del conductor es de 116 mm<sup>2</sup>. La línea Norte de la isla transporta una potencia de 7.62268 MW con un factor de potencia  $\cos \varphi = 0.8$

Se opta por una configuración en capa de la línea. Las distancias mínimas de aire necesarias para cada nivel de tensión se especifican en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas aéreas de alta tensión (RLAT), en la tabla 15 de la instrucción técnica ITC-LAT 07.

El diseño de la línea queda como se muestra a continuación:



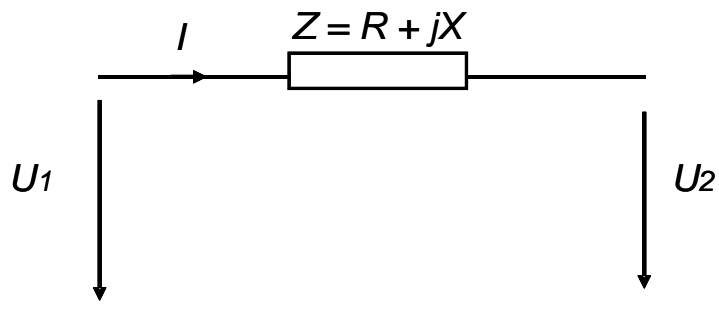
El valor de la reactancia por unidad de longitud para el conductor se obtiene de la siguiente expresión:

$$X' = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{DMG}{rmg} = 0.385 \, \Omega/\text{km} \quad [1]$$

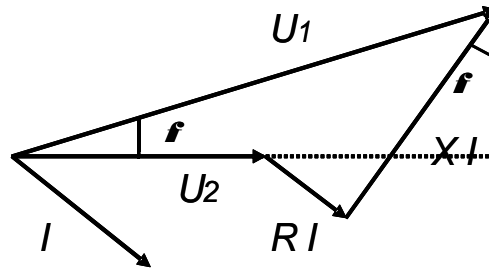
$$DMG = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{13} \cdot d_{23}} = \sqrt[3]{2 \cdot 4 \cdot 2} = 2.52 \, \text{m}$$

$$rmg = r \cdot e^{\frac{-1}{4}} = 5.45 \, \text{mm} \quad [2]$$

– *Máxima caída de tensión*



En el dibujo anterior se representa el equivalente en  $\Pi$  de la línea. Al tratarse de líneas de corta longitud (<80 km) se puede prescindir del cálculo del paralelo capacitivo en cada uno de los extremos, considerándose sólo la parte inductiva de la misma.



La caída de tensión en la línea según el dibujo anterior es :

$$U_1 - U_2 \approx I \cdot R \cdot \cos \varphi + I \cdot X \cdot \sin \varphi \quad [3]$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_L \cdot L \cdot (R' \cdot \cos \varphi + X' \cdot \sin \varphi) \quad [4]$$

donde  $R'$  y  $X'$  representan respectivamente la resistencia y la reactancia por unidad de longitud.

Utilizando la expresión de la corriente, se puede obtener el valor de la caída de tensión en la línea en función de la potencia que transporta, su longitud y la tensión en el extremo de entrada.

$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_N \cdot \cos \varphi} \quad [5]$$

$$\Delta U = \frac{(R' + X' \cdot \tan \varphi) \cdot L \cdot P}{U^2} \quad [6]$$

Para nuestro caso concreto, con una tensión de línea de 20 kV, que es la tensión en barras de la central, y una longitud de 3 km se cumple

$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_N \cdot \cos \varphi} = \frac{7662.8}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0.8} = 276.5 \text{ A} \quad [7]$$

$$\Delta U = \frac{(R' + X' \cdot \tan \varphi) \cdot L \cdot P}{U^2} = \frac{(0.3067 + 0.385 \cdot 0.75) \cdot 3 \cdot 7.6228}{20^2} = 0.0362 \rightarrow 3.62\% \quad [8]$$

Como la caída de tensión es menor, en tanto por ciento, a 5, se admite como válido este conductor.

– *Intensidad admisible en régimen permanente*

Para el cálculo de la intensidad admisible es necesario conocer el máximo valor de la densidad de corriente que puede soportar el conductor y se obtiene de la tabla 11 del Reglamento de líneas de alta tensión, en su instrucción ITC-LAT 07.

Al tratarse de un conductor de Aluminio/Acero, el valor de la densidad debe corregirse con un coeficiente en función de la composición del cable. Como en nuestro caso es un conductor 30/7 (30 cables de aluminio en la periferia y 7 de acero en el núcleo) el factor de corrección es 0.916. El valor de la densidad de corriente en la sección es de 2.778 A/mm<sup>2</sup>.

$$I_{adm} = \sigma \cdot S \cdot f = 2.778 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2} \cdot 116.2 \text{ mm}^2 \cdot 0.916 = 295 \text{ A} \gg I_N \quad [9]$$

– *Intensidad máxima en cortocircuito*

Mediante cálculos obtenidos con el propio PSS/E, se puede saber cuál es el valor de la corriente de cortocircuito en el punto más desfavorable, en barras de la central. Ese valor es de 1.71 kA.

Para el cálculo de la máxima corriente de cortocircuito que soporta el conductor se utilizan los procedimientos descritos en la norma UNE-EN 60865. Las variables que intervienen son:

$I_{th}$  = corriente térmica equivalente de corta duración, que es valor eficaz de la corriente que tiene el mismo efecto térmico y la misma duración que la corriente de cortocircuito real, la cual puede contener componente de corriente continua y disminuir con el tiempo.

$I_{thr}$  = valor asignado de la corriente soportada de corta duración, que el valor eficaz de la corriente que el equipo eléctrico puede soportar durante un tiempo asignado de corta duración bajo condiciones prescritas de utilización y comportamiento.

$T_k$  = duración de la corriente de cortocircuito. Se suele tomar igual a 0.5s.

$T_{kr}$  = tiempo de corta duración asignado.

$S_{th}$  = densidad de corriente térmica equivalente de corta duración.

$S_{thr}$  = valor asignado de la densidad de corriente soportada de corta duración



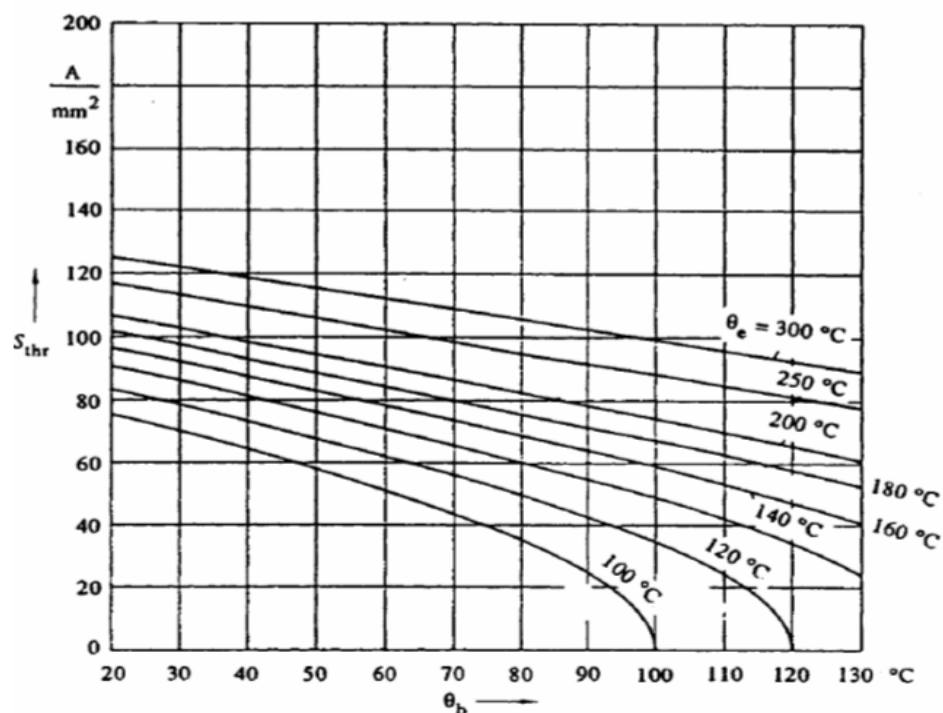
Para el cálculo de la máxima corriente en condiciones de cortocircuito que soporta el cable debe comprobarse que

$$S_{Th} \leq S_{Thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} \quad [10]$$

El valor asignado de la corriente soportada de corta duración se obtiene directamente del gráfico recogido en la norma UNE, según el tipo de conductor (de cobre o de aluminio /aluminio reforzado) y según las temperaturas supuestas para el cable, tanto en régimen permanente como en cortocircuito.

$\Theta_b$  = régimen permanente = 90°C

$\Theta_e$  = régimen de cortocircuito = 180°C



Del gráfico se obtiene  $S_{thr}=72 A/mm^2$ .

$$I_{cc} = \frac{\sqrt{S_{th}^2 \cdot T_{kr}}}{T_k} = \sqrt{\frac{72^2 \cdot 116.2^2}{0.5}} = 11.8 \text{ kA} \quad [11]$$

Y por tanto, el cable soporta sobradamente la corriente de cortocircuito obtenida del cálculo con el programa.

### LINEA SUR

Para el resto de las líneas principales, el procedimiento de cálculo es exacto, por lo que se obvian los pasos anteriores y directamente se muestran los resultados.

*Cable 47-AL 1/8-ST1A (Composición 6+1)*

S=54.6 mm<sup>2</sup>

r=4.725 mm

R'=0.6129 Ω/km

P=3.1773 MW

Un=20 kV

cos φ = 0.8

L = 6 km

$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_N \cdot \cos \varphi} = \frac{3117.3}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0.8} = 114.65 \text{ A} \quad [12]$$

rmg = 3.68 mm



X' = 0.41 Ω/km

DMG = 2.52 m

– *Máxima caída de tensión*

$$\Delta U = \frac{(R' + X' \cdot \operatorname{tg} \varphi) \cdot L \cdot P}{U^2} = \frac{3.1773(0.6129 + 0.41 \cdot 0.75) 6}{20^2} = 0.0438 \rightarrow 4.38\% \quad [13]$$

– *Intensidad admisible en régimen permanente*

$$I_{\text{adm}} = \sigma \cdot S \cdot f = 3.608 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2} \cdot 54.6 \text{ mm}^2 \cdot 0.937 = 184.58 \text{ A} \gg I_N \quad [14]$$

– *Intensidad máxima en cortocircuito*

$$I_{\text{cc}} = \frac{\sqrt{S_{\text{th}}^2 \cdot T_{\text{kr}}}}{T_k} = \sqrt{\frac{72^2 \cdot 54.6^2}{0.5}} = 5.56 \text{ kA} \quad [15]$$

## LINEA ESTACA

*Cable 27-AL 1/4-ST1A (Composición 6+1)*

S=31.1 mm<sup>2</sup>

r=3.57 mm

R'=1.0736 Ω/km

P=1.6688 MW

Un=20 kV

cos φ = 0.8

L = 8 km

$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_N \cdot \cos \varphi} = \frac{1.6688}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0.8} = 60.21 \text{ A} \quad [16]$$

$$\begin{array}{lcl} \text{rmg} = 2.78 \text{ mm} & \longrightarrow & X' = 0.412 \text{ } \Omega/\text{km} \\ \text{DMG} = 2.52 \text{ m} & & \end{array}$$

– *Máxima caída de tensión*

$$\Delta U = \frac{(R' + X' \cdot \text{tg } \varphi) \cdot L \cdot P}{U^2} = \frac{1.6688 (1.0736 + 0.412 \cdot 0.75) 8}{20^2} = 0.0461 \rightarrow 4.61\% \quad [17]$$

– *Intensidad admisible en régimen permanente*

$$I_{\text{adm}} = \sigma \cdot S \cdot f = 4.4 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2} \cdot 31.1 \text{ mm}^2 \cdot 0.937 = 128.4 \text{ A} \gg I_N \quad [18]$$

– *Intensidad máxima en cortocircuito*

$$I_{\text{cc}} = \frac{\sqrt{S_{\text{th}}^2 \cdot T_{\text{kr}}}}{T_k} = \sqrt{\frac{72^2 \cdot 31.1^2}{0.5}} = 3.16 \text{ kA} \quad [19]$$

## LINEA TIMIJIRA

*Cable 27-AL 1/4-ST1A (Composición 6+1)*

$$S = 31.1 \text{ mm}^2$$

$$r = 3.57 \text{ mm}$$

$$R' = 1.0736 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$P = 0.267 \text{ MW}$$

$$U_n = 20 \text{ kV}$$

$$\cos \varphi = 0.8$$

$$L = 12 \text{ km}$$

$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_N \cdot \cos \varphi} = \frac{0.267}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0.8} = 9.63 \text{ A} \quad [20]$$

$$\begin{array}{ll} \text{rmg} = 2.78 \text{ mm} & \longrightarrow X' = 0.412 \text{ } \Omega/\text{km} \\ \text{DMG} = 2.52 \text{ m} & \end{array}$$

– *Máxima caída de tensión*

$$\Delta U = \frac{(R' + X' \cdot \tan \phi) \cdot L \cdot P}{U^2} = \frac{0.267 (1.0736 + 0.412 \cdot 0.75) 12}{20^2} = 0.011 \rightarrow 1.11 \% \quad [21]$$

– *Intensidad admisible en régimen permanente*

$$I_{\text{adm}} = \sigma \cdot S \cdot f = 4.4 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2} \cdot 31.1 \text{ mm}^2 \cdot 0.937 = 128.4 \text{ A} \gg I_N \quad [22]$$

– *Intensidad máxima en cortocircuito*

$$I_{\text{cc}} = \frac{\sqrt{S_{\text{th}}^2 \cdot T_{\text{kr}}}}{T_k} = \sqrt{\frac{72^2 \cdot 31.1^2}{0.5}} = 3.16 \text{ kA} \quad [23]$$

## **ANEXO E – Planificación y programación. Presupuesto**

### Planificación y programación

En este apartado se muestra la planificación y la programación seguida en el desarrollo de este proyecto.

El proyecto comenzó el 1 de mayo del año 2009, y en él se ha invertido una media de trabajo de 5 horas diarias.

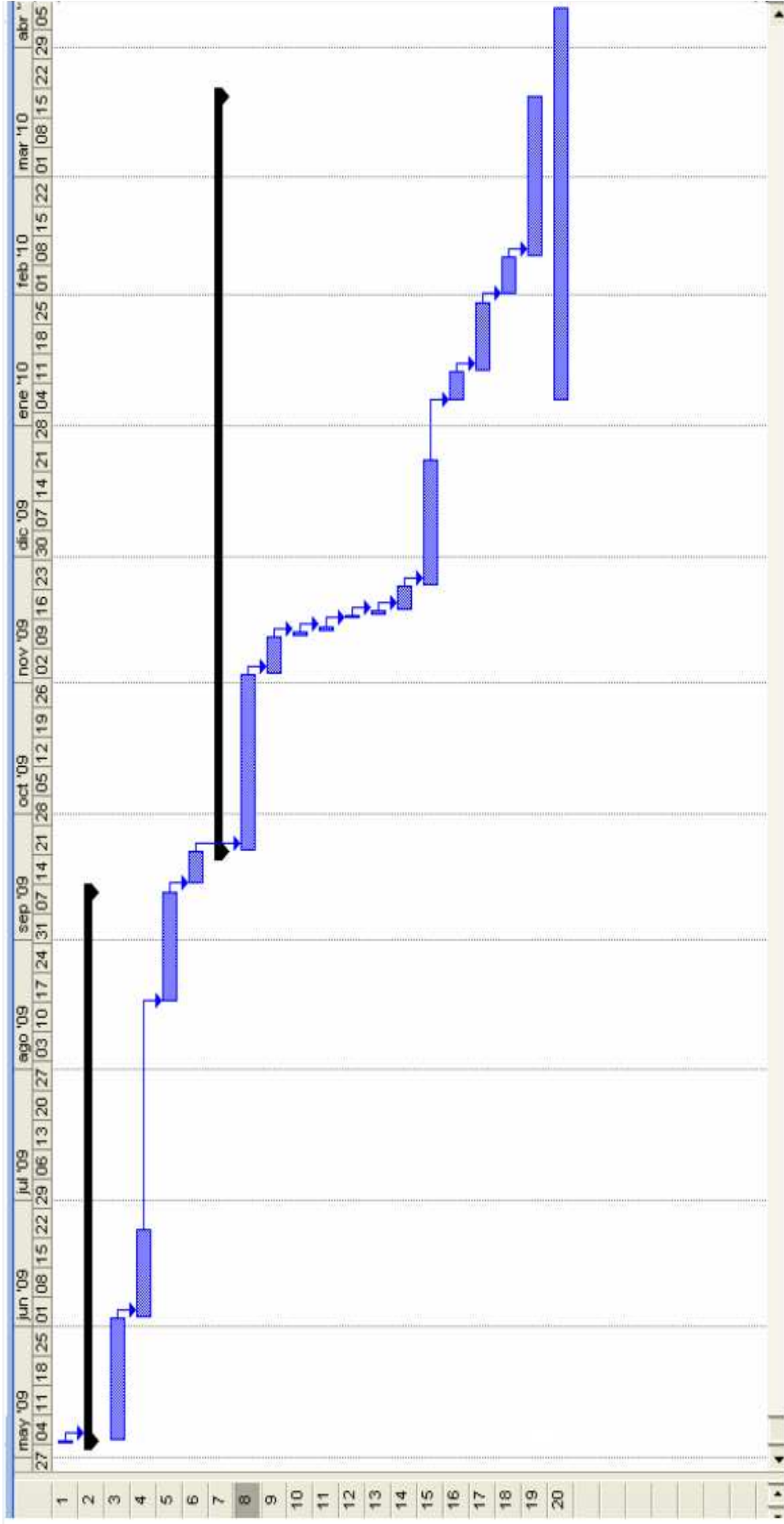
Las tareas se han agrupado en cinco bloques con el siguiente contenido:

- Inicio del proyecto
- Utilización del módulo estático, que incluye como tareas el aprendizaje de esta parte de la herramienta, la modelización estática de la red y la resolución de los flujos de cargas.
- Cálculo de líneas, que no es necesario para el módulo estático pero es imprescindible para realizar los estudios dinámicos de la red.
- Utilización del módulo dinámico, donde se agrupan tareas de aprendizaje del módulo correspondiente, así como la modelización de los diversos elementos en el programa, la compilación del modelo de usuario para el aerogenerador del parque eólico y los estudios dinámicos según los escenarios considerados en cada caso.
- La redacción del proyecto, que es una etapa que se superpone temporalmente a otras y que es la última en finalizarse.

A continuación se muestra la tabla de tareas, con sus duraciones y fechas de comienzo y finalización y el diagrama de Gantt de las actividades.

		Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predecesoras
1		<b>Inicio</b>	1 día	lun 04/05/09	lun 04/05/09	
2		<b>Utilización del módulo estático</b>	<b>94 días</b>	<b>mar 05/05/09</b>	<b>vie 11/09/09</b>	<b>1</b>
3		Aprendizaje del uso del módulo estático	21 días	mar 05/05/09	mar 02/06/09	
4		Modelizado para régimen estático	15 días	mié 03/06/09	mar 23/06/09	3
5		Resolución de flujos de carga	20 días	lun 17/08/09	vie 11/09/09	
6		<b>Cálculo de líneas eléctricas</b>	6 días	lun 14/09/09	lun 21/09/09	
7		<b>Utilización del módulo dinámico</b>	<b>129 días</b>	<b>mar 22/09/09</b>	<b>vie 19/03/10</b>	
8		Aprendizaje del uso del módulo dinámico	30 días	mar 22/09/09	lun 02/11/09	6
9		Estudio del modelo de generador sincrónico	7 días	mar 03/11/09	mié 11/11/09	8
10		Modelización dinámica de los generadores convencionales	1 día	jue 12/11/09	jue 12/11/09	9
11		Modelización dinámica de los reguladores de velocidad	1 día	vie 13/11/09	vie 13/11/09	10
12		Modelización dinámica de los sistemas de excitación	1 día	lun 16/11/09	lun 16/11/09	11
13		Modelización dinámica de las bombas	1 día	mar 17/11/09	mar 17/11/09	12
14		Planteamiento de escenarios y contingencias sin parque	4 días	mié 18/11/09	lun 23/11/09	13
15		Simulaciones dinámicas sin parque eólico	22 días	mar 24/11/09	mié 23/12/09	14
16		Estudio del modelo de usuario de aerogenerador	5 días	jue 07/01/10	mié 13/01/10	15
17		Compilado del modelo de usuario de aerogenerador	12 días	jue 14/01/10	vie 29/01/10	16
18		Estudio de escenarios de interés tras insertar el parque	7 días	lun 01/02/10	mar 09/02/10	17
19		Simulaciones dinámicas del sistema con parque eólico	28 días	mié 10/02/10	vie 19/03/10	18
20		<b>Redacción del proyecto</b>	67 días	jue 07/01/10	vie 09/04/10	

Fig E.1 Planificación y programación de tareas





## Presupuesto

La realización de un presupuesto para un proyecto de las características de éste, es, sin duda, muy complicado. No es necesario comprar equipos o materiales para la realización física del mismo y la única mano de obra implicada es la de la propia autora. En este apartado se trata de dar, simplemente, una pequeña idea acerca de cómo se valoraría, en términos económicos la realización del mismo, teniendo en cuenta el precio unitario de la hora de trabajo (coste de mano de obra) y la licencia del programa informático utilizado, más económica al tratarse de una versión para uso universitario.

Concepto	Nº Unidades	Precio unitario	Importe total
Horas de trabajo empleadas en la realización del proyecto	1000	35 € / hora	35000 €
Licencia del programa PSS/E para uso universitario	1	1500 € / unidad	1500 €
Coste total del proyecto = 36500 €			

## BIBLIOGRAFÍA / REFERENCIAS

- [1] P.Kundur, Neal J.Balu, M.G.Lauby. *Power System Stability and Control*. Electric Power Research Institute. Mc.Graw-Hill; 1994. ISBN-13: 9780070359581
- [2] J.Machovski, J.W.Bialek. J.R.Bumby. *Power System Dynamics and Stability*. 1997. ISBN: 0-471-97174X
- [3] Real Decreto 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- [4] *Red Eléctrica de España*. <http://www.ree.es>
- [5] Instituto para el ahorro y diversificación de la energía. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. <http://www.idae.es>
- [6] *World Energy Assessment*. <http://www.undp.org/energy/activities/wea/drafts-frame.html>
- [7] J.J.Grainger, W.D.Stevenson. *Análisis de sistemas de potencia*. Mc Graw-Hill. 1996. ISBN: 970-10-0908-8
- [8] P.O.12.3. *Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión en las instalaciones de producción de régimen especial*. Oct-2006
- [9] P.O.12.2 (Borrador). *Requisitos de las instalaciones eólicas, fotovoltaicas y todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono directamente conectado a red*. Oct-2008
- [10] *Gorona del Viento S.A.* <http://www.goronadelviento.es>
- [11] *Ministerio de Medio Ambiente, Rural y Marino*. <http://www.marm.es>  
Revista Ambienta, nº83. "El Hierro, en el camino hacia la autosuficiencia energética"
- [12] *Power Technologies Inc. Manuales PSS/E. v.30*. 2004
- [13] Introduction to PSS/E. Colorado State University
- [14] *IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analysis*. IEEE Power Engineering Society. 2003
- [15] *Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies*. Working group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 7. No. 1. Feb. 1992.

- [16] M.L.Crenshaw, K.E.Bollinger, R.T.Byerly. *Excitation System Models for Power System Stability Studies*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-100, No.2, Feb. 1981.
- [17] L.N.Hannett, B.Fardanesh. *Field Tests to Validate Hydro Turbine-Governor Model Structure and Parameters*. IEEE Transactions on Power Systems. Nov. 1994.
- [18] *Load Model for Stability Studies*. W.Lee, M.Cheng, L.B.Williams. IEEE transactions on industry applications. Vol IA-23. NO.1. 1987.
- [19] J.A.Sánchez, C.Veganzones, S.Martínez, F.Blázquez, N.Herrero, J.R. Wilhelmi. *Dynamic Model of wind energy conversion system with variable speed synchronous generator and full-size power converter for large-scale power system stability studies*. Science Direct. Jun. 2008.
- [20] PECAN. *Plan energético de Canarias*. Jun. 2006.
- [21] M.Cortés Cherta. *Curso Moderno de Máquinas Eléctricas Rotativas*. Tomo IV. 2004. ISBN: 84-7146-089-0
- [22] J.Pyrhonen, T.Jokinen, V.Hrabovcova. *Design of Rotating Electrical Machines*. Wiley, 2008. ISBN: 978-0-470-69516-6
- [23] M.Weixelbraun, R.Schmaranz. *Dynamic Simulation of a 110 kV Network During Grid Restoration and in Islanded Operation*. 20<sup>th</sup> International Conference of Electricity Distribution. Jun. 2009.
- [24] *Análisis Dinámico de Sistemas Eléctricos con Generación Eólica*. P.Ledesma. Tesis Doctoral. Universidad Carlos III de Madrid. Leganés. 2001